ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

© Т.Н.Кенгерли, 2007

ЮРСКИЕ АЛЛОХТОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ БОЛЬШОГО КАВКАЗА (АЗЕРБАЙДЖАН)

Т.Н.Кенгерли

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

В статье с позиций шарьяжной тектоники рассматриваются особенности строения нижне-среднеюрского структурно-вещественного комплекса азербайджанской части Большого Кавказа. Приведенные выводы и обобщения основываются на сложившихся представлениях о тектонической расслоенности альпийского чехла и доюрского основания горного сооружения, которые находят подтверждение в материалах последних геолого-геофизических исследований по его азербайджанской части. Выделяются Шахнабад-Джиминский, Туфанский, Сарыбашский и Талачай-Дуруджинский аллохтонные комплексы, последовательно надвинутые друг на друга с севера на юг и совместно - на северное крыло Южно-Кавказской микроплиты. Происхождение аллохтонных комплексов увязывается с субфазами позднекиммерийских деформаций тангенциального сжатия в зоне поддвигово-надвигового взаимодействия Южно- и Северо-Кавказских континентальных микроплит.

Исследованиями, проводившимися в последней четверти XX – начале текущего столетий на Большом Кавказе, установлено, что его земная кора в фанерозое формировалась аллохтонным способом, в связи с чем слагающие его горные массы представляют собой тектонически расслоенную на разновозрастные аллохтонные комплексы среду с участием как пород доюрского основания, так и мезокайнозоя (Баранов и др., 1990; Гущин и Панов, 1992; Дотдуев, 1986; Панов, 2002; Хаин, 1984; Хаин, 2001). Для азербайджанской части региона данное утверждение основывается на материалах полевых наблюдений и большого объема геофизической информации по результатам глубинного зондирования и интерпретации гравитационного и магнитного полей (Кенгерли, 1999; Кенгерли, 2005 а; 2005 б; 2005 в; 2005 г; Кенгерли и Ахундов, 1988; Kengerli ve d., 1994 a; 1994 b).

В составе Большекавказского аллохтонного массива на Северо-Западном и Центральном Кавказе определяющая роль принадлежит крупным надвиговым пластинам (разбитым на дигитации высоких порядков), состоящим из пород доюрского фундамента и вышележащего юрского терригенного комплекса и формирующим структуру осевой части и южного склона горно-складчатого сооружения (Баранов и др., 1990; Дотдуев, 1986; Панов, 2002). Региональное погружение на восток служит причиной исчезновения с поверхности доюрских образований. На территории Горного Дагестана и Азербайджана надвиговые пластины сложены на поверхности исключительно нижней-средней юрой в фациях континентального склона, подножия и глубокого моря, представляя собой пакет разномасштабных аллохтонных чешуй, совместно перемещенных в южном направлении с наложением на синхронный вулканогенно-осадочный комплекс северного крыла Южно-Кавказской континентальной микроплиты. Подобная геологическая дислокация юрского комплекса обязана происхождением нескольким субфазам (пароксизмам) позднекиммерийских и альпийских деформаций сжатия, как результат поддвигово-надвигового взаимодействия Южно-Кавказской и Северо-Кавказской (южная бровка Евразии) континентальных микроплит (Баранов и др., 1990; Кенгерли, 2005 г; Хаин, 1984; Хаин, 2001; Шевченко, 1984; Kangarli, 1999).

В современной структуре южная бровка Евразийского континента выступает как под-

нятие Главного хребта Центрального Кавказа, где доюрский комплекс выведен на поверхность и надвинут на нижне-среднеюрские отложения южного склона (отвечающие осадкам наиболее погруженной части юрского окраинного моря Большого Кавказа) по Главному Кавказскому глубинному надвигу амплитудой в десятки км (Баранов и др., 1990; Гущин и Панов, 1992; Дотдуев, 1986; Панов, 2002). На востоке юрский комплекс висячего крыла надвига участвует в структуре поднятия (мегазоны) Бокового хребта, служащего естественным продолжением поднятия Главного хребта на Восточном и Юго-Восточном Кавказе, а синхронные образования лежачего крыла – в составе Сперозо-Туфанского поднятия мегазоны Южного склона (Кенгерли, 2005 а).

Комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов приводит к выводу о бескорневом положении на Юго-Восточном Кавказе лейас-нижнебайосского структурно-вещественного комплекса мегазоны Бокового хребта, расположенного к югу от Ахты-Нюгяди-Гилязинского глубинного разлома (отражающего положение Главного Кавказского надвига на уровне доюрского основания), а также юрско-мелового комплекса южного крыла мегазоны Южного склона, наложенного на пододвинутое под него по Краснополянско-Зангинскому глубинному разлому северное крыло Кахети-Вандам-Гобустанской мегазоны Южно-Кавказской микроплиты (рис. 1, 2, 3). А на западе мезозойский комплекс южного склона, выступающий в составе Сперозо-Туфанской и Загатала-Говдагской зон – восточных сегментов Гойтх-Туфанского и Новороссийск-Дибрарского складчато-покровных комплексов Большого Кавказа (Баранов и др., 1990; Кенгерли, 2005 а), полностью сорван с основания и на 25-30 км перемещен на юг с поглощением корней и доюрского основания в подошве Главного Кавказского надвига (рис.4). Все это дает повод для выделения Шахнабад-Джиминского (в составе мегазоны Бокового хребта), Туфанского, Сарыбашского и Талачай-Дуруджинского (в составе мегазоны Южного склона) покровных комплексов, сложенных нижне-среднеюрскими осадками северного борта и осевой части ранне-среднеюрского окраинно-морского бассейна Большого Кавказа.

Шахнабад-Джиминский покровный комплекс включает участвующие в строении Гутон-Гонагкендской и Шахдаг-Хызынской (Кенгерли, 2005 б) структурных зон Бокового хребта нижне-среднеюрские образования и располагается на естественном продолжении антиклинальных выступов – фронтальных бескорневых чешуй зоны Главного надвига на Центральном Кавказе, к каковым причисляются Кионский и Чаухский покровы, подстилающиеся породами лейас-аалена северного борта мегазоны Южного склона (Баранов и др., 1990). Видимая амплитуда этих покровов составляет 10-15 км, а истинная горизонтальная амплитуда Главного надвига оценивается на данном участке в 100-125 км (Дотдуев, 1986). При этом в альпийском чехле Юго-Восточного Кавказа амплитуда шарьирования достигает 18-20 км (см.рис.3).

На Восточном Кавказе амплитуда вертикального перемещения по надвигу местами достигает 5-6 км, а непосредственными наблюдениями на бортах крупных речных долин, врезанных относительно водоразделов на глубину 1,5-2,0 км, устанавливается, что с глубиной зона разрыва (как и его тыльных чешуй) выполаживается (Гущин и Панов, 1992). Результаты интерпретации геофизических материалов, выполнявшейся в различные годы российскими исследователями в зоне Бокового хребта на Восточном Кавказе (Краснопевцева, 1984; Краснопевцева и др., 1970; Романов, 1983; Шевченко, 1984; Шемпелев, 1978) и Главного хребта на Северо-Западном Кавказе (Макаровский, 1982), свидетельствуют о том, что Главный Кавказский надвиг очень слабо или в большей части совсем не проявлен в гравитационном и магнитном полях, а в волновом поле корни разлома на уровне кристаллического фундамента картируются намного севернее его поверхностного положения. Делается вывод о том, что разлом в горной зоне не имеет корней, находясь в «подвешенном» состоянии, т.е. с глубиной он выполаживается и переходит на глубине около 8 км либо в срыв по подошве юрских отложений, либо в крупный надвиг в доюрском основании. По нему вся коровая пластина Бокового хребта перемещена к югу на зону Южного склона – осевой трог раннеюрского бассейна (Гущин и Панов, 1992;

Дотдуев, 1986; Панов, 2002). К аналогичным выводам приводят результаты наших исследований по Юго-Восточному Кавказу, где также наблюдаемое на поверхности положение надвига практически не проявлено в геофизических полях (Кенгерли, 2005 а; Кенгерли и Ахундов, 1988).

Аллохтон сложен песчано-глинистыми породами нижней и средней юры, образующими нижний структурно-вещественный комплекс Гутон-Гонагкендской и Шахдаг-Хызынской зон. Северная Шахдаг-Хызынская часть аллохтона в Дагестане представлена Кардибским или Самурским грабеном, ограниченным с севера Урудж-Хновским взбросом и с юга Тлягда-Фалфанским сбросом. На Юго-Восточном Кавказе этим нарушениям соответствуют Сиязаньский надвиг и Шахдаг-Гонагкендский сброс (см.рис.3). Последний характеризуется как субвертикальный разрыв большой амплитуды (Вихерт и др, 1966; Гущин и Панов, 1992). Вступая в пределы Азербайджана, отложения средней юры северной зоны перекрываются трансгрессивно залегающими образованиями мальм-неокома (неоавтохтонный комплекс), выступая в размытых сводах ряда кулисообразно расположенных гребневидных антиклиналей. Гутон-Гонагкендская часть аллохтона отвечает крупной приразломной антиклинали, расположенной в висячем крыле Главного Кавказского надвига и ограниченной с севера Тлягда-Шахдаг-Гонагкендским сбросом, которая в свое время была описана В.Е.Хаиным (Хаин,1950) и Э.Ш.Шихалибейли (Шихалибейли, 1956) как Гуруш-Гонагкендский антиклинорий. В поверхностном строении аллохтона на западе (в Дагестане) принимают участие песчано-глинистые отложения нижней юры (циклаурская свита верхнего плинсбаха и цейлаханская свита тоара), слагающие Шахнабад-Мазинскую антиклиналь первого порядка, которую удается проследить (местами без срезанных надвигом ядра и южного крыла) от истоков р.Шахнабадчай через верховья рр.Усухчай, Мулларчай, Мазачай, окрестности сс.Фия и Гдым, район г.Гутон (где она на коротком отрезке повторно вступает в пределы Азербайджана) и далее через верховья Аварского и Андийского Койсу, Аргуна, Ассы и Терека к выходам Дарьяльских гранитоидов (Гущин и Панов, 1992; Шолпо, 1964). На западном пересечении по долине р.Терек Гутон-Гонагкендской части аллохтона отвечает крупная антиклиналь (шириной 15-20 км) с Дарьяльскими гранитоидами в ядре и коротким тектонически разлинзованным южным крылом. Северное крутое крыло в целом представляется моноклиналью, разбитой многочисленными разрывами взбросового типа на ряд маломасштабных пластин (дигитаций), последовательно с севера на юг взброшенных друг на друга, в связи с чем происходит неоднократное повторение разреза в наблюдаемых пересечениях.

На подступах к Юго-Восточному Кавказу отложения тоара постепенно погружаются под менее дислоцированные образования аалена, и на пересечении по р.Усухчай аллохтон представлен простой асимметричной антиклиналью, которая прослеживается вплоть до р.Джимичай, на правом берегу которой погружается под неоавтохтонный комплекс. В последующем аллохтонные породы средней юры выступают на поверхность из-под неоавтохтона в «антиклинальных» окнах по глубоким врезам речных долин вплоть до р.Истисучай (правый приток р.Гильгильчай), непосредственно после которой (в 20 км от р.Джимичай) окончательно погружаются.

Существенно опесчаненные породы хыналыгской (J_2b_2) и кейванской (J_2bt_1) свит образуют неоавтохтонный комплекс, трансгрессивный характер которого установлен для литолого-стратиграфических разрезов средней юры в Дагестане и Западном Кавказе (Ростовцев, 1963; Халифа-заде и Магомедов, 1982). В нашем случае нижняя граница неоавтохтона также трансгрессивная, что устанавливается по стратиграфическому несогласию между хыналыгской свитой и подстилающими образованиями верхнего аалена – нижнего байоса в междуречье рр.Бабачай - Джимичай.
В качестве автохтонного, точнее паравтохтонного, основания Шахнабад-Джиминского аллохтона выступают песчано-аргиллитовые осадки лейаса и доггера, участвующие в строении Бежетинской и более южной Сперозо-Туфанской структурных зон. Бежетинский паравтохтон появляется из-под Главного Кавказского надвига на территории Грузии (восточнее истоков р.Ганых) в виде грабенообраз-

ной структуры, выполненной слабометаморфизованными осадками верхнего тоара и нижнего аалена, собранными в мелкие складки, а на востоке моноклинально погружающимися на север под Главный Кавказский надвиг. Последний в истоках р.Джурмут тектонически «захлопывает» Бежетинский грабен, приводя в непосредственное соприкосновение домер-нижнетоарский комплекс Гутон-Гонагкендской пластины с тоарскими отложениями северного борта (Туфанская пластина) Сперозо-Туфанской зоны (см.рис.4).

Туфанский покровный комплекс является крайним северным структурным элементом Сперозо-Туфанской зоны в пределах Азербайджана и протягивается от верховьев р.Джурмут в Дагестане до р.Джимичай на Юго-Восточном Кавказе, тектонически выклиниваясь в обоих направлениях. К северо-западу от г.Базардюзи покров почти полностью располагается на территории Дагестана и лишь на отдельных участках (отроги высот Ахвай, Сомалит, Гутон) трассируется на южный склон.

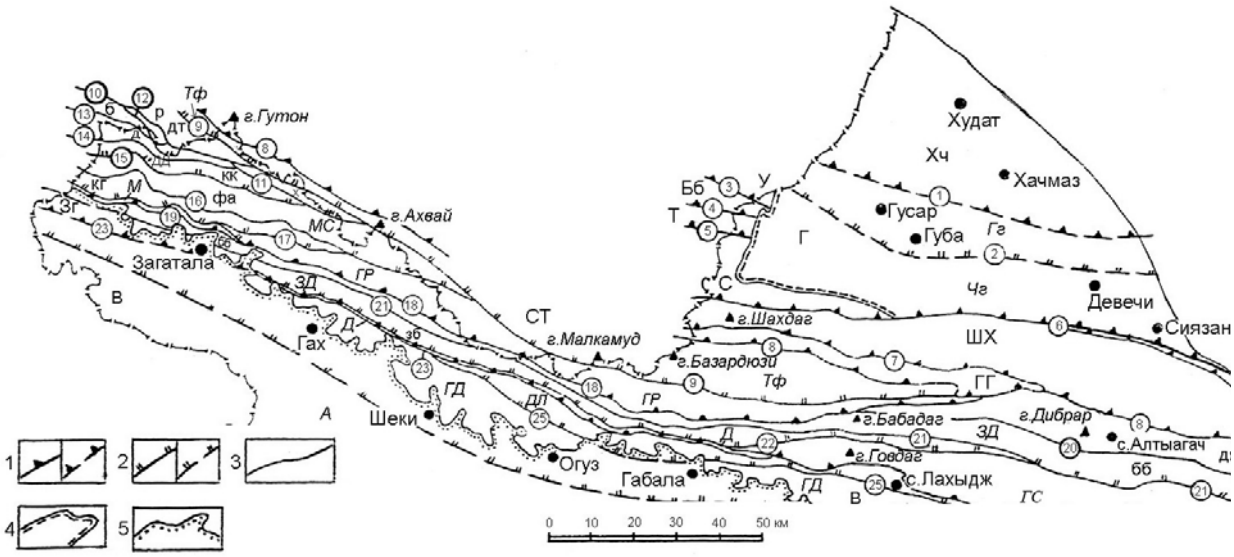


Рис. 1. Тектоническая схема азербайджанской части Большого Кавказа. Составил Т.Н.Кенгерли.

Границы структур: 1 – тектонические границы между зонами (а – обнажающиеся; б – погребенные); 2 – тектонические границы между подзонами (а – обнажающиеся; б – погребенные); 3 – ограничения тектонических пластин; 4–5 стратиграфические границы: 4 – граница распространения верхнемиоцен – четвертичных отложений Гусар-Девечинского наложенного прогиба; 5 – граница распространения современных отложений Ганых-Айричайского наложенного прогиба.

Структуры: Гусар-Девечинская мегазона: зоны: Хч – Хачмазская; Г – Губинская; подзоны: Гг – Гасангалинская; Чг – Чилягирская. Мегазона Бокового Хребта: зоны: У – Уллучайская; Бб – Бейбулагская; Т – Таирджальская; С – Судурская; ШХ – Шахдаг-Хызынская; ГГ – Гутон-Гонагкендская. Мегазона Южного склона: зоны: СТ – Сперозо-Туфанская; ЗГ – Загатала-Говдагская; Тф – Туфанская; ДД – Джихих-Диндидагская; МС – Мазым-Сарыбашская; М – Мегиканская; ГР – Галал-Рустамбазская; ЗД – Загатала-Дибрарская; Д – Дуруджинская; ГС – Говдаг-Сумгайытская; пластины: дт – Джурмут-Тунсариборская; х – Халахельская; р – Рохнорская; б – Боцкальская; д – Джихихская; кк – Касдаг-Касмалинская; фа – Филизчай-Аттагайская; кг – Катех-Гюмбулчайская; дя – Дибрар-Яшминская; бб – Балакен-Бабадагская; зб – Загатала-Буровдалская. Кахети-Вандам-Гобустанская мегазона: зоны: В – Вандамская; ДЛ – Дашагыл-Лахыджская; ГД – Гюллюк-Дадагюняшская; А – Айричайская.

Разломы: 1 – Имамгулукенд-Хачмазский; 2 – Хазра-Губа-Кючайский; 3 – Ашагымакинский; 4 – Тендино-Кейдинский; 5 – Таирджальский; 6 – Сиязаньский; 7 – Шахдаг-Гонагкендский; 8 – Главный Кавказский; 9 – Хурай-Малкамудский; 10 – Джоахор-Гудурдагский; 11 – Халахельский; 12 – Касмалдагский; 13 – Мачхалорский; 14 – Джихих-Чугакский; 15 – Кехнамеданский; 16 – Гамзагор-Сарыбашский; 17 – Сувагильский; 18 – Гамарванский; 19 – Мегиканский; 20 – Алтыагачский; 21 – Илису-Аладашский; 22 – Гайнар-Гозлучайский; 23 – Мамрух-Галаджигский; 24 – Зангигараджюзлинский; 25 – Дашагыл-Мюдресинский.

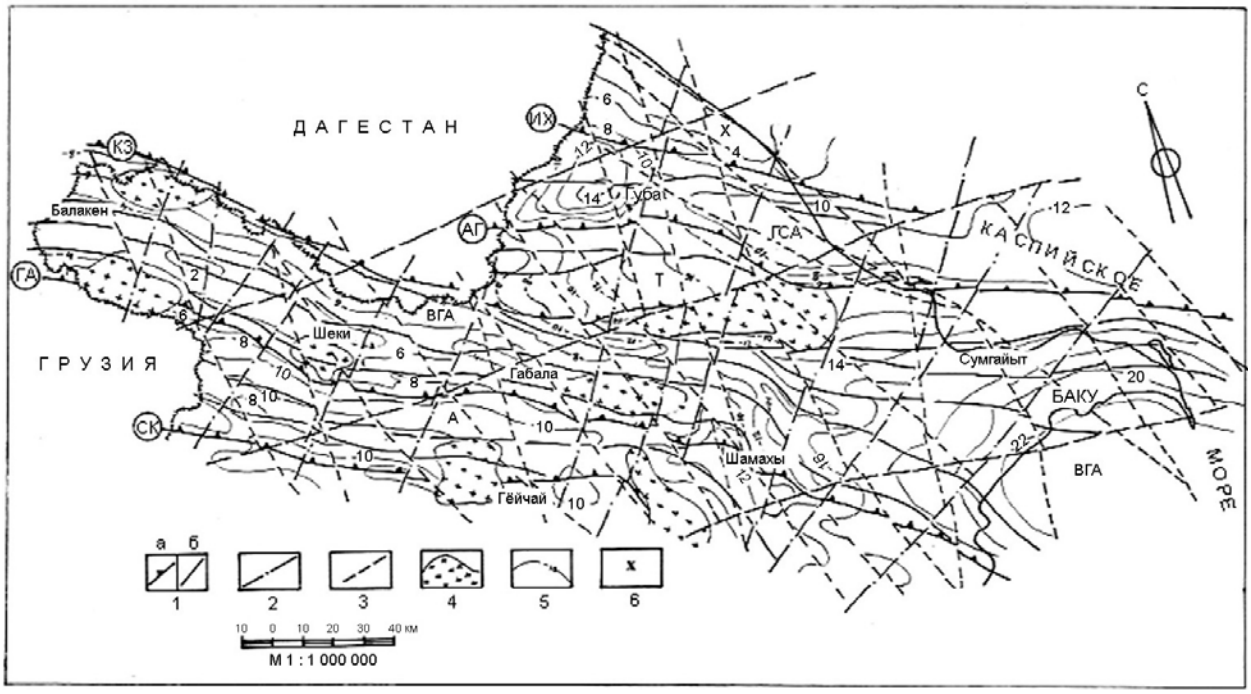


Рис. 2. Схема поверхности консолидированной коры (доюрского фундамента) азербайджанской части Большого Кавказа. Составил Т.Н.Кенгерли.

1-2 – разрывные нарушения диагональной системы: 1 – разломы общекавказского простирания первого (а) и второго (б) порядков (в том числе: ИХ – Имамгулукенд-Хачмазский; АГ – Ахты-Нюгяди-Гилязинский (Главный Кавказский); КЗ - Зангинский; ГА – Ганых-Айричай-Алятский; СК – Северо-Куринский); 2 – разломы антикавказского простирания; 3 – разрывные нарушения ортогональной системы; 4 – контуры интрузивных тел на уровне доюрского фундамента; 5 – изолинии по поверхности доюрского фундамента; 6 – продольные блоки фундамента (тектонические ступени): Х – Хачмазский; ГСА – Губа-Северо-Абшеронский; Т – Туфанский; ВГА – Вандам-Гобустан-Абшеронский; А – Аджиноурский.

Покров ограничен с севера Главным Кавказским и с юга Хурай-Малкамудским надвигами и представляется в виде тектонической пластины или чешуи во фронте первого нарушения (см.рис.4), наложенной на более южные структуры Сперозо-Туфанской зоны, которые, несмотря на свое нынешнее аллохтонное состояние, в период формирования пластины несли функцию автохтона. В целом пластина отвечает опрокинутой на юг крупноамплитудной (более 2 км) Курдул-Сомалитской синклинали, сложенной алевроглинистыми сланцами и песчаниками среднего-верхнего тоара с потоками и силлами, являющимися производными недифференцированной формации толеитовых базальтов и дайками синхронных с ними диабазов и долеритов. Южное крыло складки срезано Хурай-Малкамудским надвигом, который с юго-востока на северо-запад у г.Гудурдаг косо срезает также замок складки, и в дальнейшем на поверхности наблюдается лишь северное круто опрокинутое крыло синклинали, осложненное складчатостью и дизъюнктивами высокого порядка. В то же время по простиранию на юго-восток у синклинали выступает южное крыло, а северное совместно с замком складки полностью скрывается под Главным Кавказским надвигом, и пластина представляется погружающейся на север моноклиналью.

Сарыбашский покровный комплекс, сложенный нижней-средней юрой и ограниченный с юга Гамарванским надвигом, является центральным элементом строения описываемого региона и по особенностям внутренней структуры распадается на четыре подкомплекса – Джихих-Диндидагский, Мазым-Сарыбашский, Галал-Рустамбазский и Мегиканский, состоящие в свою очередь из тектонических пластин высокого порядка.

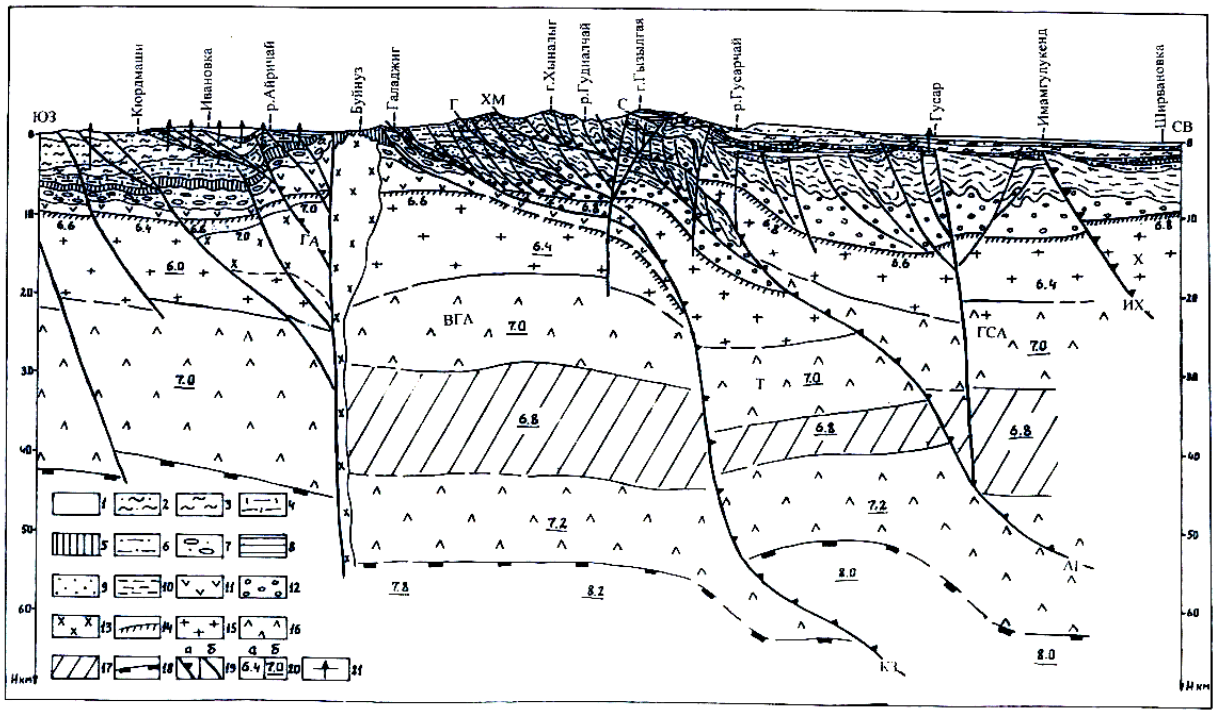


Рис. 3. Геолого-геофизический разрез земной коры по траверсу Кюрдмаши-Ширвановка. Составил Т.Н.Кенгерли.

1 – плейстоцен-голоцен; 2 – верхний плиоцен-эоплейстоцен (балаханский и абшеронский ярусы); 3 - средний миоцен – нижний плиоцен; 4 – палеоцен – нижний миоцен; 5 – верхний мел; 6 – нижний мел; 7 – верхняя юра и нижний мел; 8 – верхняя юра; 9 – средняя юра (байосский и батский ярусы); 10 – средняя юра (ааленский ярус); 11 – нижняя-средняя юра (вулканогенно-осадочная формация Вандам-Гобустанской мегазоны); 12 – нижняя юра; 13 – сиенит-диориты (Буйнузская интрузия); 14 – поверхность доюрского фундамента; 15 – гранитный слой; 16 – базальтовый слой; 17 – «волновод»; 18 – граница М; 19 – разрывы: а – на границах тектонических ступеней консолидированной коры (ИХ – Имамгулукенд-Хачмазский; АГ – Ахты-Нюгяди-Гилязинский (Главный Кавказский); КЗ – Зангинский; ГА – Ганых-Айричай-Алятский); б – прочие, в том числе надвиги: С – Сиязаньский; ХМ – Хурай-Малкамудский; Г – Гамарванский; 20 – скорости сейсмических волн: а – граничные; б – пластовые; 21 – скважины. Тектонические ступени: Х – Хачмазская; ГСА – Губа-Северо-Абшеронская; Т – Туфанская; ВГА – Вандам-Гобустан-Абшеронская.

Джихих-Диндидагский подкомплекс представляется мощной зоной смятия аспидно-сланцевых и терригенно-флишоидных толщ плинсбаха – нижнего аалена, зажатой между Хурай-Малкамудским и Кехнамеданским надвигами и тектонически разлинзованной на ряд довольно узких южновергентных пластин, наиболее крупными из которых (заключающими в себе более мелкие тектонические чешуи) являются (с севера на юг): Джурмут-Тунсариборская, Халахельская, Рохнорская, Боцкальская, Джихихская и Касдаг-Касмалинская (см.рис.1). Из них в пределах Азербайджана максимальным развитием пользуются лишь Халахельская, Джихихская и Касдаг-Касмалинская пластины, а остальные преимущественно осложняют геологический разрез дагестанской части региона. В строении пластин участвуют опрокинутые на юг и осложненные многочисленными разрывами субширотные складки различного порядка, а на участках флексурных ундуляций и развития антикавказских сбросо-сдвигов – также мелкие поперечные складки.

Мазым-Сарыбашский подкомплекс характеризуется развитием крупных брахиформных складок по терригенно-флишоидным породам от плинсбахских до нижнебатских, осложненных дисгармоничной складчатостью высокого порядка, распадаясь на две тектонические пластины: северную Филизчай-Аттагайскую и южную Катех-Гюмбулчайскую, разделенные Гамзагор-Сарыбашским взбросо-надвигом. Южная граница подкомплекса проходит по Гамарванскому, а к востоку от р.Талачай – по Сувагильскому взбросо-надвигу, отвечающему тыльной чешуе первого нарушения.

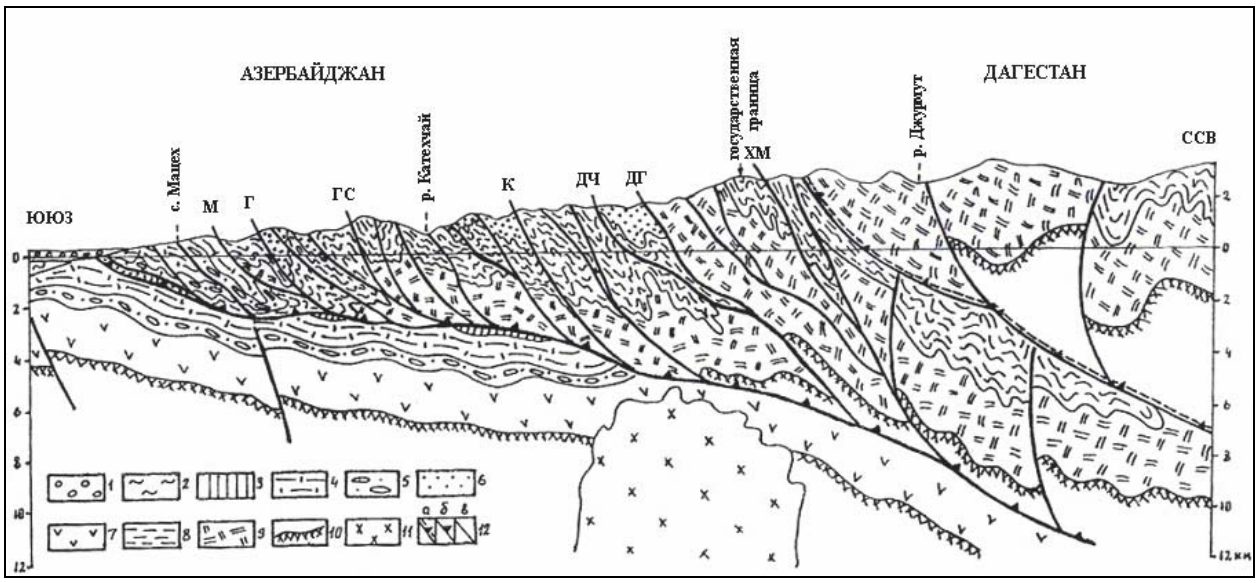


Рис. 4. Синтезированный геолого-геофизический профиль через покровные комплексы Северо-Западного Азербайджана и Горного Дагестана по линии с.Мацех – истоки р.Джурмут. Составил Т.Н.Кенгерли.

1 – плейстоцен-голоцен; 2 – эоплейстоцен (абшеронский ярус); 3 – верхний мел; 4 – нижний мел; 5 – верхняя юра; 6 – средняя юра (ааленский ярус); 7 – нижняя-средняя юра (вулканогенно-осадочная формация Вандамской зоны); 8 – нижняя юра (тоарский ярус); 9 – нижняя юра (синемюрский и плинсбахский ярусы); 10 – поверхность доюрского основания; 11 – Гутонская интрузия среднего-основного состава (по данным интерпретации геофизических полей); 12 – разрывные нарушения: а – Главный Кавказский надвиг; б – Зангинский надвиг; в – прочие нарушения, в том числе надвиги: М – Мегиканский, Г – Гамарванский, ГС – Гамзагор-Сарыбашский, К – Кехнамеданский, ДЧ – Джихих-Чугакский, ДГ – Джоахор-Гудурдагский, ХМ – Хурай-Малкамудский.

Мегиканский подкомплекс отвечает шовной тектонической пластине – структуре выжимания во фронте Гамарванского надвига, сложенной нижнеюрской граувакковой формацией с участием вулканомиктового и карбонатного материала в составе пород, а также присутствием в разрезе линз, прослоев и горизонтов известковых пород, гравелитов и конгломератов. Все это свидетельствует об отложении формации в условиях континентального склона юрского бассейна с привносом обломочного материала с южной суши. В целом пластина представляется в виде осложненной взбросо-надвигами и вторичными складками асимметричной горст-антиклинали и с юга ограничена Мегиканским надвигом, по которому нижняя юра пластины перекрывает различные горизонты мальм-неокома Загатала-Говдагской зоны.

Галал-Рустамбазский подкомплекс представляется прогнутой тектонической пластиной, зарождающейся вблизи с.Мешлеш (район слияния рр.Джинджарчай и Талачай) на юго-восточном погружении Мегиканского подкомплекса и сложенной на поверхности терригенно-флишоидными отложениями байос-бата. Вздернутое южное крыло пластины отвечает гребневидной антиклинали байосских песчаников со срезанным по Гамарванскому надвигу южным крылом. По мере погружения на юго-восток пластина виргирует с появлением в ее структуре опрокинутых на юг антиклинальных и синклинальных чешуй второго порядка.

Талачай-Дуруджинский покровный комплекс обнажается двумя фрагментами (пластинами): северным Талачайским массивом тоарских терригенно-флишоидных пород с вулканомиктовым материалом, залегающим в подошве трансгрессивной (неоавтохтонной) верхнеюрско-нижнемеловой серии северного крыла Загатала-Говдагской зоны, и южным Дуруджинским, прослеживающимся вдоль южного борта той же зоны в виде узкой поло-

сы выходов ааленских алевроглинистых сланцев, алевролитов и песчаников с потоками туфолав и туфобрекчий андезит-дацитового состава в низах разреза. Пространственная связь между этими осадочными комплексами на поверхности отсутствует, однако по геофизическим данным на глубине они образуют единую структуру, прослеживающуюся под аллювиальным покровом конусов выноса рек южного склона в пределах Грузии. При этом Дуруджинская пластина представляется структурой, выжатой из-под надвигавшихся с севера масс (в связи с чем в слагающих ее породах наблюдаются признаки интесивного пластичного течения) и отжатой к югу вплоть до отрыва от основного аллохтонного массива в более восточных пересечениях. Она ограничена фронтальными чешуями Зангинского глубинного разлома – Гайнар-Гозлучайским надвигом с севера и Мамрух-Галаджигским надвигом с юга и в целом отвечает опрокинутой на юг антиклинали со срезанным южным крылом. Северная Талачайская пластина представляется как сложнодислоцированная структура, собранная в мелкие складки, скошенные на юг и разбитые на отдельные блоки многочисленными разнонаправленными дизъюнктивами.

По простиранию на восток описанные аллохтонные комплексы, испытывая региональное погружение, уходят в пределы Дагестана, оставаясь вне досягаемости для азербайджанских геологов. Однако рассмотрение и обобщение результатов геологического картирования, осуществлявшегося на протяжении 70-80-х годов предыдущего столетия азербайджанскими и российскими геологами, позволяют скоррелировать структуры азербайджанской и дагестанской частей горного сооружения. При этом вырисовывается картина поперечного пережима Сперозо-Туфанской зоны на территории Дагестана с продольным погружением и омоложением разреза структур ее западного участка под воздействием Главного Кавказского надвига, который после меридиана г.Ахвай меняет направление с общекавказского на более юго-восточное, образуя при этом широкую дугу, выгнутую на юг. Сквозными остаются бортовые, т.е. крайние северная и южная покровные пластины Сперезо-Туфанского поднятия, прослеживающиеся на юго-восток вплоть до погружения по Гирдыманчай-Вельвелячайской флексуре. Северная собственно Туфанская пластина выступает в роли тектонической чешуи во фронте Главного Кавказского надвига: она сорвана со своего основания и в своем продвижении на юг косо срезает субширотно ориентированные центральные структурные элементы рассматриваемой зоны, с которыми приведена в торцовое сочленение по Хурай-Малкамудскому надвигу. При этом в висячем крыле надвига участвуют образования не моложе ааленских, а в лежачем поднадвиговом крыле подступающие к нарушению структуры сложены на поверхности отложениями от байосских до титонских. Такой же омоложенный разрез характерен для южной Галал-Рустамбазской пластины. К востоку от Западно-Салаватского перевала на северном склоне г.Базыки (в Дагестане) обе пластины тектонически совмещаются по Хурай-Малкамудскому надвигу, окончательно захлопывая срединные структуры Сперозо-Туфанской зоны.

Покровные комплексы обязаны происхождением нескольким субфазам позднекиммерийских деформаций. В начальную предпозднебайосскую субфазу сорванные с основания юрские осадки северного континентального склона Большекавказского окраинного моря (Туфанская подзона), продвигаясь во фронте Главного Кавказского надвига, частично перекрыли по Хурай-Малкамудскому нарушению одновозрастные осадки центральной части бассейна. Предкелловейский тангенциальный стресс средней субфазы способствовал срыву с основания также осадков пелагиали и южного континентального склона морского бассейна с их выжиманием и наволакиванием по Зангинскому надвигу на вулканогенно-осадочный юрский комплекс Вандамской зоны, которая перед этим, испытав поднятие, была частично осушена или покрыта мелким морем. При этом были сформированы Сарыбашский и Талачай-Дуруджинский покровные комплексы и образующие их элементарные тектонические пластины. Последующие предмеловые подвижки поздней субфазы позднекиммерийских деформаций способствовали «захлопыванию» центральной части Сарыбашского покровного комплекса,

повторно перемещенной с севера Туфанской пластиной с наложением ее подошвы на северное крыло Галал-Рустамбазской пластины. Конечный этап продвижения юрских аллохтонных масс на юг связан с ларамийской фазой альпийского тектогенеза, когда аккреционный стресс перед поздним палеоценом, сопровождавшийся тангенциальным сдавливанием автохтонных и аллохтонных масс, привел к повторному срыву и продвижению на юг фронтальной Дуруджинской пластины с ее наложением на вулканогенно-осадочные меловые образования северного крыла Вандамского поднятия.

ЛИТЕРАТУРА

БАРАНОВ, Г.И., БЕЛОВ, А.А., ДОТДУЕВ, С.И. 1990. Большой Кавказ. Тектоническая расслоенность литосферы и региональные геологические исследования. Наука. Москва.

ВИХЕРТ, А.В., ЛЕБЕДЕВА, Н.Б., БАШИЛОВ, В.И. 1966. Типы, история и механизм образования складчатости Юго-Восточного Кавказа. Недра. Москва.

ГУЩИН, А.И., ПАНОВ, Д.И. 1992. Структура зоны Бокового хребта на Восточном Кавказе. *Вестник МГУ. Серия геологическая*, 2, 25-37.

ДОТДУЕВ, С.И. 1986. О покровном строении Большого Кавказа. *Геотектоника,* 5, 94-106.

КЕНГЕРЛИ, Т.Н. 1999. Шарьяжная тектоника нефтегазоносных районов Юго-Восточного Кавказа. Новейшая тектоника и ее влияние на формирование и размещение залежей нефти и газа. В: Тр. Междунар. сов.-сем. Nafta-Press. Баку.

КЕНГЕРЛИ, Т.Н. 2005а. Большой Кавказ. Общие сведения. В кн.: *Геология Азербайджана, том IV, Тектоника*. Nafta-Press. Баку.

КЕНГЕРЛИ, Т.Н. 2005б. Большой Кавказ. Мегазона Бокового хребта. В кн.: *Геология Азербайджана, том IV, Тектоника*. Nafta-Press. Баку.

КЕНГЕРЛИ, Т.Н. 2005. Большой Кавказ. Мегазона Южного склона. В кн.: *Геология Азербайджана, том IV, Тектоника*. Nafta-Press. Баку.

КЕНГЕРЛИ, Т.Н. 2005. Этапность формирования покровов тектонически расслоенного альпийского чехла Большого Кавказа в пределах Азербайджана. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*. 4, 37-44.

КЕНГЕРЛИ, Т.Н., АХУНДОВ, А.Б. 1988. Поверхностные и глубинные структуры южного склона Большого Кавказа. *Советская геология,* 10, 42-52.

КРАСНОПЕВЦЕВА, Г.В. 1984. Глубинное строение Кавказского сейсмоактивного региона. Наука. Москва.

КРАСНОПЕВЦЕВА, Г.В., РЕЗАНОВ, И.А., ШЕВЧЕНКО, В.И. 1970. Глубинное строение центрального сектора Большого Кавказа. *Известия. АН СССР. Серия геологическая*, 1.

МАКАРОВСКИЙ, О.В. 1982. Строение Главного надвига Большого Кавказа в пределах Абхазии. *Известия АН СССР. Серия геологическая*, 5, 111-116.

ПАНОВ, Д.И. 2002. Тектоническая структура юрского терригенного комплекса Большого Кавказа. Механизм и время ее формирования. В сборнике трудов Северо-Кавказского ГТУ, серия *Тектоника и геодинамика*. Вып.1. Ставрополь.

РОМАНОВ, Н.Т. 1983. Новые данные о Главном Кавказском разломе на Восточном Кавказе. *Доклады АН СССР*, 272, 5, 1203-1205.

РОСТОВЦЕВ, К.О. 1963. О перерывах в нижней и средней юре Западного Кавказа. *Доклады АН СССР*, 149, 4.

ХАИН, В.Е. 1950. Геотектоническое развитие Юго-Восточного Кавказа. Азнефтеиздат. Баку

ХАИН, В.Е. 1984. Региональная геотектоника. Альпийский Средиземноморский пояс. Недра. Москва.

ХАИН, В.Е. 2001. Тектоника континентов и океаном (год 2000). Научный мир. Москва.

ХАЛИФА-ЗАДЕ, Ч.М., МАГОМЕДОВ, А.М. 1982. Среднеюрские отложения восточной части Большого Кавказа. Наука. Москва.

ШЕВЧЕНКО, В.И. 1984. Происхождение структур горизонтального сжатия в складчатом сооружении (на примере Большого Кавказа). Елм. Баку.

ШЕМПЕЛЕВ, А.Г. 1978. О глубинном выражении Главного Кавказского надвига. *Геотектоника,* 6, 57-65.

ШИХАЛИБЕЙЛИ, Э.Ш. 1956. Геологическое строение и развитие азербайджанской части южного склона Большого Кавказа. Издательство АН Азерб.ССР. Баку.

ШОЛПО, В.Н. 1964. Типы и условия формирования складчатости Сланцевого Дагестана. Наука. Москва.

KANGARLI, T.N. 1999. Alpine geodynamics of the earth's crust of Azerbaijan. Proceedings of the Fifth Baku International Congress *Energy, Ecology, Economy*. Baku.

KENGERLİ, T.N., AHUNDOV, A.B., ALİYEV, A.M., ABDULLAYEV, V.D. 1994. Güney-Doğu Kafkasyanın petrol-qazlı vilayetlerinin derinlik geoloji planlaması. Türkiye 10. Petrol Kongresi ve Sergisi. Bildiriler. İstanbul. Türkiye.

KENGERLİ, T.N., ŞEKİNSKİ, E.M., ZAMANOV, Y.C. 1994. Büyük Kafkasyanın yer kabuğunun tektonik katmanlara ayrılması ve petrol-qaz ve filiz yatağlarının keşfi problemleri. Türkiye 10. Petrol Kongresi ve Sergisi. Bildiriler. İstanbul. Türkiye.

Рецензент: академик НАН Азербайджана А.Д.Исмаил-Заде

© Б.М.Панахи, 2007

ОЦЕНКА РАСЧЕТНОЙ ВЕЛИЧИНЫ МАГНИТУДЫ МАКСИМАЛЬНОГО ИЗВЕРЖЕНИЯ ГРЯЗЕВЫХ ВУЛКАНОВ

Б.М.Панахи

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

В данной работе предпринята попытка оценки энергии извержений грязевых вулканов и оценки повторяемости извержений. Оценка энергии извержений определялась по объему сопочной брекчии, изверженной на поверхность Земли. Проведенные оценки величины К позволили рассмотреть зависимость числа извержений N_K от величины их энергетических классов *К*. Отмечается линейный характер графика повторяемости, который хорошо согласуется с данными, полученными для магматических вулканов как для всего мира, так и для отдельных регионов. Получены величины максимальной магнитуды извержений для периодов 100, 1000 и 10000 лет.

Введение

В областях развития грязевых вулканов помимо угрозы, обусловленной землетрясениями, существует также угроза эффекта колебаний, связанных с извержениями. Интенсивность этих колебаний может достигать VI-VII, иногда VIII баллов MSK. При Общем Сейсмическом Районировании (ОСР) в целом и оценках сейсмической угрозы в высокосейсмичных областях в частности оценки сейсмической угрозы, обусловленные эруптивной деятельностью грязевых вулканов, не будут доминирующими. Иное содержание они приобретают при детальных работах в областях слабой и умеренной сейсмичности, когда оценка угрозы, связанной с извержениями грязевых вулканов, имеет существенное значение для окончательного расчета максимальной сейсмической угрозы. Иными словами, оценка интенсивности сейсмического эффекта, связанного с извержениями грязевых вулканов, может представлять значительный интерес на стадии Детального Сейсмического Районирования (ДСР), выполняемого в масштабе 1:1000000 - 1:200000, и сейсмического микрорайонирования территорий отдельных объектов в масштабе 1:50000 и крупнее.

При оценках совокупности ожидаемых сейсмических воздействий на территориях проектирования важнейших объектов, производимых в вышеуказанных масштабах, для ДСР могут быть выявлены опасные зоны, связанные с деятельностью грязевых вулканов. В связи с этим оценка сейсмической угрозы в этих областях развития грязевых вулканов должна включать оценки эффекта землетрясений, а также и оценки максимальной интенсивности сотрясений, связанных непосредственно с извержениями грязевых вулканов. Очевидно, что такая оценка может быть осуществлена на основе количественных подходов и не должна ограничиваться оценками интенсивности известных, уже проявившихся ранее вулканов по статистическому принципу. Поскольку важным качеством карт ОСР является их прогнозный характер, то и в отношении оценок интенсивности сотрясений, вызванных деятельностью грязевых вулканов, необходимо сохранять такой же подход. В этом отношении оценки интенсивности сотрясений, вызванных деятельностью грязевых вулканов, достаточно актуальны и имеют высокое практическое значение.

Особенности методического подхода

Применение методов количественной оценки сейсмической активности для характеристики сейсмической угрозы, связанной с деятельностью грязевых вулканов, связано с рядом проблем. Среди многочисленных сведений о деятельности грязевых вулканов лишь для небольшой их части имеются инструментальные данные региональных сейсмических станций Азербайджана. Энергетическая характеристика извержений грязевых вулканов осуществлена лишь для их ограниченного количе-

ства, не превышающего 10 (Рогожин, Борисов, 1996). В связи с этим в случае отсутствия информации об энергетическом ранжировании грязевых вулканов построение карт активности и плотности энергии фактически сводится к построению карт плотности грязевых вулканов. Очевидно, что последние не позволяют проводить оценки режима активности грязевого вулкана с целью расчета $M_{\max}$ для извержений грязевых вулканов.

Макросейсмическая информация об интенсивности сотрясений при извержении грязевых вулканов практически отсутствует. Это обусловлено двумя основными причинами. Во-первых, большая часть грязевых вулканов Азербайджана расположена в относительно редко заселенной местности, в связи с чем информация о их деятельности поступает с некоторым опозданием и в объеме, недостаточном для анализа макросейсмических данных. Во-вторых, как уже отмечалось, сотрясения, генерируемые в процессе извержения грязевого вулкана, из-за малой глубины очага извержения и его низкой энергии по сравнению с землетрясениями имеют узколокальный эффект, быстро затухающий с расстоянием. Надо полагать, что совокупность указанных причин затрудняет осуществление статистической характеристики интенсивности сотрясений почвы при извержениях.

Таким образом, необходимо установление потенциальных грязевых вулканов и зон их вероятного возникновения. Для этого аналогично сейсмотектоническому методу представляется возможным использование приемов экстраполяции (Губин, 1976), а именно, если в однородной зоне разрывов где-либо было зарегистрировано извержение грязевого вулкана, то возможность такого извержения экстраполируется на геологически аналогичные участки разрывов этой зоны. Такая экстраполяция возможна в зоны других сходных разрывов, связанных с первой единым современным тектоническим процессом.

Очевидно, что выявление мест будущих извержений представляет собой крупную комплексную научную задачу, предусматривающую проведение детальных геофизических исследований по изучению строения и вещественного состава осадочного чехла и более глубоких разделов коры.

Количественная оценка сотрясений

Количественное выражение активности каждого извержения является необходимым условием оценок интенсивности максимальной угрозы, связанной с его деятельностью. Очевидно, что наиболее объективной представляется дифференциация активности извержений по их энергетическому потенциалу. В этой связи нами предпринята попытка оценки энергии извержений грязевых вулканов. Каждое извержение определяется выходом сопочной брекчии на поверхность Земли. Поэтому его естественной количественной мерой может служить масса сопочной брекчии m, поступившая на поверхность за все время извержения. Эта величина может быть определена по соотношению

$$M = \Sigma(\rho_i, V_i),$$

где

ρ_i, V_i - плотность и объем твердых, жидких и газообразных продуктов извержения грязевого вулкана.

Величина, численно равная десятичному логарифму общей массы продуктов извержения m, вышедших на поверхность в течение акта извержения грязевого вулкана, может количественно характеризовать извержение (Токарев, 1987):

$$K = \lg(m, kg).$$

Для характеристики магматических вулканов такая оценка активности впервые введена П.И.Токаревым (1987). Им за полную энергию извержения принята тепловая энергия, равная массе магмы, умноженной на ее теплосодержание:

$$E = m\left[C_M (T_M - T_B) + q\right],$$

где

C_M - теплоемкость магмы,

T_M - температура магмы,

T_B - температура воздуха,

q - теплота кристаллизации магмы.

Таблица 1

Рассчитанные значения К для некоторых извержений грязевых вулканов

№ №	Вулкан	Дата	К	№ №	Вулкан	Дата	К
1	2	3	4	1	2	3	4
1.	Янан-Тава	1825	10.5	58.	о.Зенбил	4.9.1961	9.7
2.	Боздаг-Гобу	9.12.1827	10.1	59.	Келаны	15.9.1962	8.6
3.	Отманбоздаг	3.2.1854	10.7	60.	Айрантекен	7.10.1964	9.2
4.	О.Гил	24.6.1860	7	61.	Гушчи	11.9.1965	8.6
5.	Локбатан	17.1.1887	8.4	62.	Отманбоздаг	1.10.1965	8.6
6.	Бузовнинская сопка	05.1892	6.9	63.	Готурдаг	15.10.1966	8.3
7.	Шихзагирли	12.2.1902	7	64.	Бахар	20.3.1967	9
8.	Отманбоздаг	22.11.1904	10.1	65.	Меликчобанлы	3.10.1967	8
9	Локбатан	3.2.1915	6-7	66.	Кейреки	14.4.1968	4.6
10.	Кейреки	17.2.1915	6.6	67.	Айрантекен	10.6.1969	7.4
11.	Сабаил	27.7.1915	6.6	68.	Келаны	12.12.1969	9.1
12.	Гушчи	11.1917	8	69.	Чеилдаг	4.6.1970	7.7
13.	о.Дашлы (Камень Игнатия)	7.10.1920	9	70.	Сабаил	25.6.1970	7.4
14.	Локбатан	7.1.1923	7	71.	Демирчи	12.11.1971	4-5
15.	о.Гарасу	8.2.1923	8.2	72.	Локбатан	1.10.1972	8
16.	Бузовнинская сопка	8.10.1923	7.4	73.	Аязахтарма	1973	6.5
17.	Ахтарма-Пута	1923	8.2	74.	Боздаг-Гобу	9.5.1974	7.8
18.	Торагай	13.3.1924	8.8	75.	Шихзагирли	1974	7.7
19.	Боздаг-Гекмалы	17.5.1926	6.8	76.	Агноур	1.5.1976	8
20.	Локбатан	14.8.1926	7.4	77.	Дашмардан	26.9.1976	8.2
21.	о.Гил	13.11.1926	9.1	78.	Сарынча	10.10.1976	8
22.	Чигил-дениз	1.5.1927	6.7-8	79.	о.Гарасу	28.3.1977	9.6
23.	Чигил-дениз	13.11.1927	9.1	80.	Айрантекен	18.9.1977	9
24.	Чигил-дениз	5.11.1928	8.8	81.	Локбатан	6-7.10.1977	8.7
25.	Шихзагирли	24.11.1929	7.4	82.	Готурдаг	1977	7.5
26.	о.Санги-Мугань	11.4.1932	8.7	83.	Меликчобанлы	1977	8.1
27.	Чапылмыш	28.5.1933	7	84.	Локбатан	31.3.1980	8.8
28.	Локбатан	23.2.1935	8.1	85.	Шихзагирли	2.11.1980	8.2
29.	Сарынча	15.6.1936	8.9	86.	Ахтарма-Пашалы	1982	8.5
30.	о.Гил	28.9.1937	7	87.	Нардаранахтарма	1982	8
31.	Чигил-дениз	8.11.1939	8.8	88.	Джагирлы	1983	8
32.	о.Хара-Зиря	11.8.1940	9.8	89.	Нардаранахтарма	1984	8
33.	Локбатан	1.3.1941	7.2	90.	Хамамдаг	25.5.1984	7.6
34.	Шихзагирли	3.7.1946	8.3	91.	Бахар-дениз	06.1984	4-5
35.	Хамамдаг	09.1947	8.6	92.	Торагай	1985	7.8
36.	Торагай	13.11.1947	8.1	93.	Ахтимер	1985	8.5
37.	Ахтарма-Пашалы	25.11.1948	5-6	94.	Нардаранахтарма	1986	8.2
38.	Шихзагирли	3.4.1949	8.3	95.	Гушчу	08.1986	7.8
39.	Большой Кянизадаг	12.5.1950	8.4	96.	Шорсулу	1986	6.3
40.	Бузовнинская сопка	18.7.1950	7.3	97.	Шихзагирли	04.1987	8.1
41.	Чигил-дениз	4.12.1950	8	98.	Боздаг-Гобу	24.6.1987	7.4
42.	Каракюре	18.7.1951	8.4	99.	Боздаг-Гездек	1988	7.9
43.	Отманбоздаг	1951	7.9	100.	Шокихан	1988	7.1
44.	Гушчи	1952	8	101.	Айрантекен	1988	6
45.	Кейреки	08.1952	9.1	102.	Ахтимер	1988	7.7
46.	Бузовнинская сопка	26.2.1953	7.6	103.	Кейреки	26.2.1989	7
47.	Бузовнинская сопка	10.9.1953	7.9	104.	Солахай	1989	8.5
48.	Локбатан	30.6.1954	8.3	105.	Шокихан	1989	7.5
49.	Дашмардан	21.11.1954	9.6	106.	Готур	1989	7.5
50.	Шихзагирли	30.1.1955	8.3	107.	Айрантекен	22.7.1990	7
51.	Боздаг-Гобу	27.8.1957	6.6	108.	Заахтарма	27.6.1990	8.7

Продолжение таблицы 1

52.	Бахар-дениз	15.10.1958	8	109.	Шихзагирли	1991	6.5
53.	о.Хара-Зиря	21.10.1959	7	110.	Шихзагирли	1992	9.8
54.	Локбатан	17.12.1959	8	111.	Кушчи	12.10.1992	6.6
55.	Чигил-дениз	25.12.1959	8.3	112.	Бахар	3.10.1992	8.6
56.	Дурандаг	18.6.1960	9.2	113.	Кушчи	12.10.1992	6.6
57.	о.Хара-Зиря	23.7.1960	8.8	114.	Бахар	3.10.1992	8.6

Очевидно, что данное соотношение может быть использовано и для оценок полной энергии извержения грязевых вулканов. В этом случае перечисленные выше параметры будут иметь вполне определенное численное значение. Так, удельная теплоемкость сопочной брекчии составит 840 дж/кг×к (Рахманов, 1987), температура воздуха на поверхности Земли - 300°Т. Надо полагать, что q в случае с извержением грязевых вулканов не учитывается.

Согласно (Рахманов, 1987), разность температур составляет 120° К. В этом случае энергия извержения составит $E = 1.0 \times 10^5$ m. Таким образом, полная энергия извержения грязевого вулкана является функцией массы изверженной сопочной брекчии.

Десятичный логарифм полной энергии извержения грязевого вулкана $K = \log E$ может по аналогии с землетрясениями (для близких слабых событий М<5) характеризовать энергетический класс сейсмических колебаний, возникающих при извержении грязевых вулканов.

По определениям З.З.Султановой (1986), энергия извержений грязевых вулканов не превышает энергии землетрясений энергетического уровня К=9.6. По данным Ф.Т.Кулиева, энергия извержения грязевого вулкана Локбатан (01.10.1972) соответствовала энергии тектонического землетрясения энергетического класса К=8.9 (Якубов и др., 1975). Энергия вулканических (магматических) землетрясений по сравнению с энергией сотрясений, вызванных извержениями грязевых вулканов, характеризуется несколько более высокими величинами, в основном не превышающими 10^{10}-10^{11} дж. В некоторых случаях энергия вулканических землетрясений достигала величины 10^{12}-10^{13}дж (Зобин, 1979).

Нами рассчитана величина энергетического класса K колебаний, связанных с извержениями в пределах Юго-Восточного Азербайджана. Основу расчетов составил каталог зафиксированных извержений грязевых вулканов (Якубов и др., 1974).

Результаты определений K представлены в виде таблицы 1. Для некоторых извержений имеются инструментальные определения величины энергетического класса. Характерно, что отмечается хорошая их сходимость с расчетными значениями K (Панахи, Рахманов, 1998).

Оценки максимальных извержений

До настоящего времени количественных характеристик извержений грязевых вулканов практически не проводилось. Предпринятые выше оценки величины К позволяют впервые рассмотреть вопрос о повторяемости извержений, иными словами, рассмотреть зависимость числа извержений N_K от величины их классов K. Распределение извержений грязевых вулканов по величине энергетического класса приведено в таблице 2. Для количественных оценок повторяемости нами использованы кумулятивные величины количества извержений ΣN. Нормирование осуществлялось для периода в 168 лет на площади 16.800 кв.км (область развития грязевых вулканов Азербайджана).

Эти результаты также представлены в таблице 2. Данные таблицы представлены в графической форме на рисунке. Судя по графику, для извержений с $K > 8$ зависимость $\Sigma N^*(K)$ имеет линейную форму:

$$\lg N = aK + b,$$

где

N -число извержений,

a и b постоянные коэффициенты.

Таблица 2

Данные для построения графика повторяемости извержений грязевых вулканов

№	Период	Время	Класс, K	Количество	Кумулятивное количество	Нормированное ΣN^*	$\lg \Sigma N^*$
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1825-1992	168	7	24	114	0.04	-1.39
2	“	“	8	52	90	0.032	-1.5
3	“	“	9	27	38	0.013	-1.87
4	“	“	10	8	11	0.0039	-2.41
5	“	“	11	3	3	0.001	-2.97

Судя по графику, в пределах рассматриваемой области один раз в 100 лет может произойти извержение с энергией M =2.8, которое по аналогии с оценками повторяемости землетрясений можно назвать проектным извержением. Тогда извержение с энергией M =5.8, могущее произойти один раз в 10000 лет, можно также по аналогии назвать - максимальным расчетным извержением. Извержение с M =4.4 может повторяться один раз в 1000 лет. Трансформация величины энергетического класса в значения магнитуды осуществлялось на основании корреляционного соотношения, связывающего эти величины:

$$K = 1.8M + 4 .$$

Отмечаемая линейность графика повторяемости для больших извержений грязевых вулканов, очевидно, является общей закономерностью и хорошо согласуется с данными, полученными для магматических вулканов как для всего мира, так и для отдельных регионов (Гущенко, 1979; Токарев, 1987; Simkin et al., 1981).

Заключение

Таким образом, для более 100 извержений грязевых вулканов рассчитаны величины энергетического класса, и составлен график повторяемости извержений для восточного Азербайджана. Установлено, что прогнозная величина магнитуды максимальных извержений составляет M =2.8, M =4.4 и M =5.8 для периодов в 100, 1000 и 10000 лет соответственно.

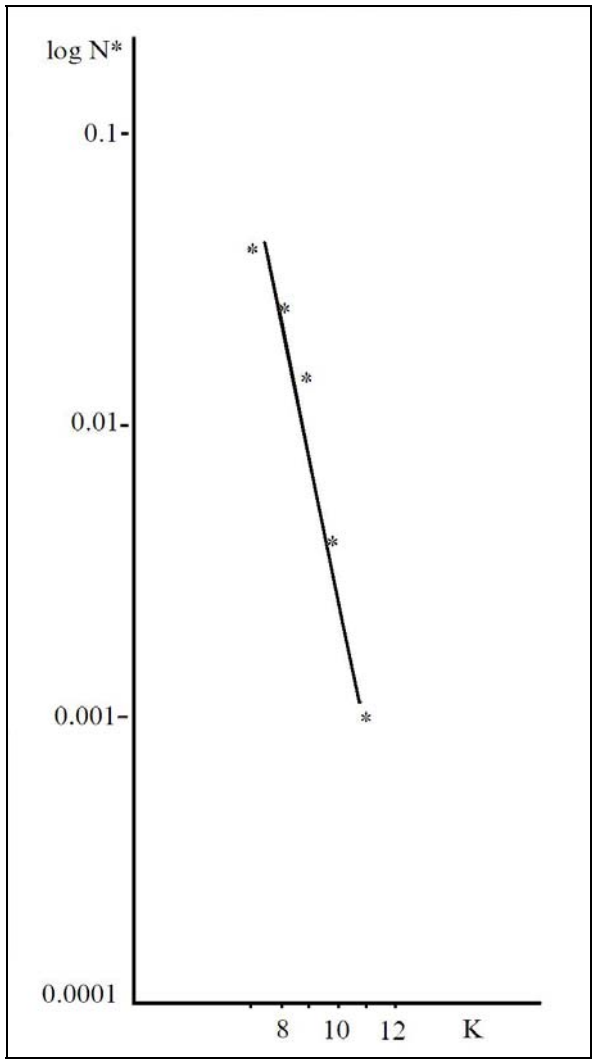


График повторяемости извержений грязевых вулканов Восточного Азербайджана и прилегающей части Каспийского моря

ЛИТЕРАТУРА

ГУБИН, И.Е. 1976. О картах сейсмического районирования с сейсмогенными зонами. В кн.: *Сейсмотектоника некоторых районов юга СССР*. Наука. Москва. 6-25.

ГУЩЕНКО, И.И. 1979. Извержения вулканов мира. Наука. Москва.

ЗОБИН, В.М. 1979. Динамика очага вулканических землетрясений. Наука. Москва.

ПАНАХИ, Б.М., РАХМАНОВ, Р.Р. 1993. Грязевулканические землетрясения. *Вулканология и сейсмология*, 2, 98-103.

ПАНАХИ, Б.М., РАХМАНОВ, Р.Р. 2000. Сейсмичность областей развития грязевых вулканов (Азербайджан и регион Каспийского моря). В: *Материалы международного семинара*. Научный мир. Москва. 111-128.

РАУТИАН, Т.Г. 1988. Определение параметров субочагов землетрясений и их интерпретация. *Вопросы инженерной сейсмологии,* 29.

РАХМАНОВ, Р.Р. 1987. Грязевые вулканы и их значение в прогнозировании газонефтеносности недр. Недра. Москва.

РОГОЖИН, Е.А., БОРИСОВ, Б.А. 1986. Сейсмодислокации в эпицентральных зонах землетрясений Западной Туркмении. Детальные инженерно-сейсмологические исследования. *Вопросы инженерной сейсмологии.* 27, 116-135.

СУЛТАНОВА, З.З. 1986. Ощутимые землетрясения Азербайджана. 1966-1982 гг. Элм. Баку.

ТОКАРЕВ, П.П. 1987. Характеристика и повторяемость вулканических извержений. *Вулканология и сейсмология,* 6, 110-118.

ЯКУБОВ, А.А., АЛИ-ЗАДЕ, А.А., РАХМАНОВ, Р.Р., МАМЕДОВ, Ю.Г. 1974. Каталог зафиксированных извержений грязевых вулканов Азербайджана (за период 1810-1974 гг.). Баку.

ЯКУБОВ, А.А., КУЛИЕВ, Ф.Т., ИСМАИЛ-ЗАДЕ, Т.А. 1975. Грязевой вулкан Локбатан и его извержение 1 ноября 1972 г. *Изв. АН СССР, сер. геол.*, 12, 116-119.

SIMKIN, T., SIEBERG, L., McCLELL, L., BRIDGE, D.,NEWHELL, C., LATTER, I. 1981. Volcanoes of the World. Smith. Inst., Hutchinson Ross. Publ. Comp.

Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана П.З.Мамедов

© A.Ə.İmanov, S.M.Səfiyarlı, 2007

CƏNUBİ XƏZƏR ÇÖKƏKLİYİ YATAQLARININ KOLLEKTOR SÜXURLARININ FİZİKİ VƏ MEXANİKİ XASSƏLƏRİNİN DƏRİNLİKDƏN ASILI OLARAQ DƏYİŞMƏSİ VƏ ONLARIN ARASINDA QARŞILIQLI ƏLAQƏLƏR

A.Ə.İmanov, S.M.Səfiyarlı

Azərbaycan MEA Geologiya İnstitutu
AZ 1143, Bakı, H.Cavid prospekti, 29A

Məqalədə Cənubi Xəzər çökəkliyi yataqlarının timsalında qumdaşı-alevrit və qum süxurlarının dərinlikdən asılı olaraq kompleks fiziki və mexaniki xassələrinin dəyişməsi qanunauyğunluqları təyin edilmişdir. Alınan məlumatlar əsasında onların arasında qarşılıqlı əlaqələr yaradılmış və empirik modelləri çıxarılmışdır.

Neft və qaz yataqlarının dərinlikləri artdıqca süxurlar dönməz deformasiyaya məruz qalırlar. Bu deformasiya effektiv təzyiq, temperatur, süxurlara hopdurulmuş qaz və mayelərin fiziki-kimyəvi təsirləri nəticəsində baş verir. Məlumdur ki, dönməz deformasiya nəticəsində süxurların sıxlığı artır və bu sıxlığın artması nəticəsində onun məsaməliliyi, bərkliyi, Yunq modulu və digər parametrləri də dəyişir. Bu problemlərin həllində bir çox alimlərin tədqiqat işləri mövcuddur (Əlizadə və b., 1985; İmanov, 1988). Görülmüş işlərdən fərqli olaraq, hazırki işdə dərinlikdən asılı olaraq dönməz deformasiya nəticəsində terrigen süxurların sıxlığı (γ), məsaməliliyi ($m_ə$), Yunq modulu (E) və mexaniki xassələrinin dəyişməsi kompleks şəkildə öyrənilmişdir. Bu kompleks parametrlərin öyrənilməsi Cənubi Xəzər çökəkliyinin geoloji kəsilişini təşkil edən süxur nümunələri üzərində aparılmışdır.

Təcrübələr aşağıdakı ardıcıllıqla aparılmışdır:

Hündürlüyü 40-42 mm, diametri 32-34 mm ölçülərində silindrik süxur nümunələri hazırlanmış və onların bərkliyi (P_b), Yunq modulu silindrik ştampın batırılması yolu ilə (Шрейнер, 1958), məsaməlilik isə standart metodika ilə öyrənilmişdir.

Təcrübi tədqiqatlar iki tip süxur nümunələri üzərində aparılmışdır:

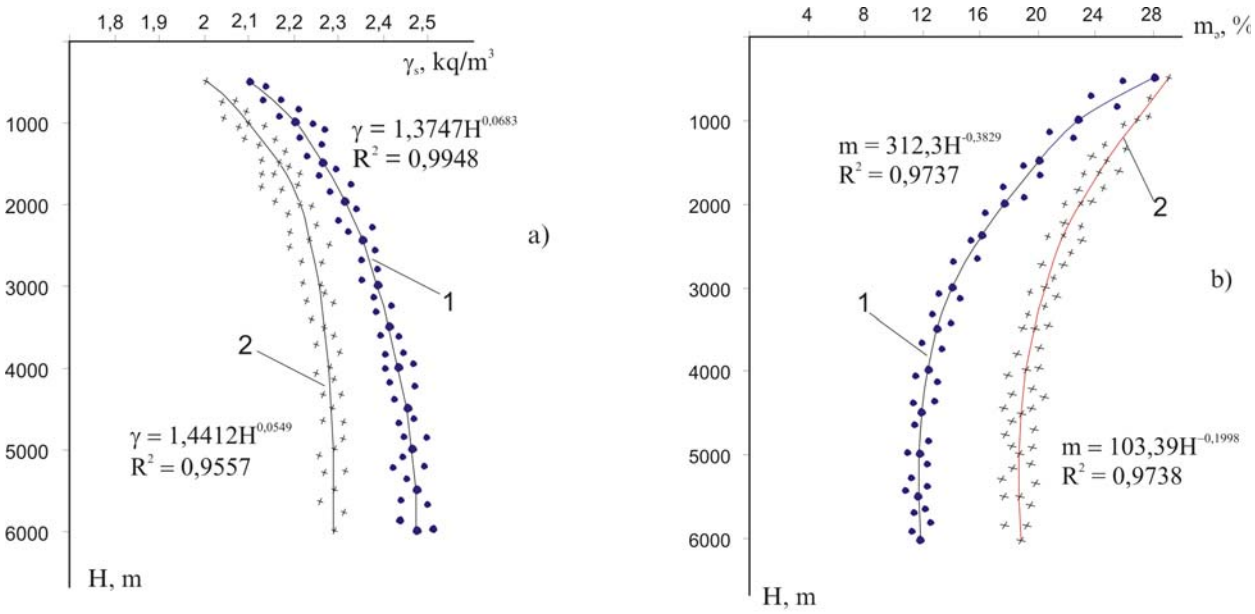
1. Gilliliyi 15% - dən çox olan qumdaşı-alevrit;

2. Gilliliyi 15% - dən az, zəif sementlənmiş kvarslı qum və qumdaşları.

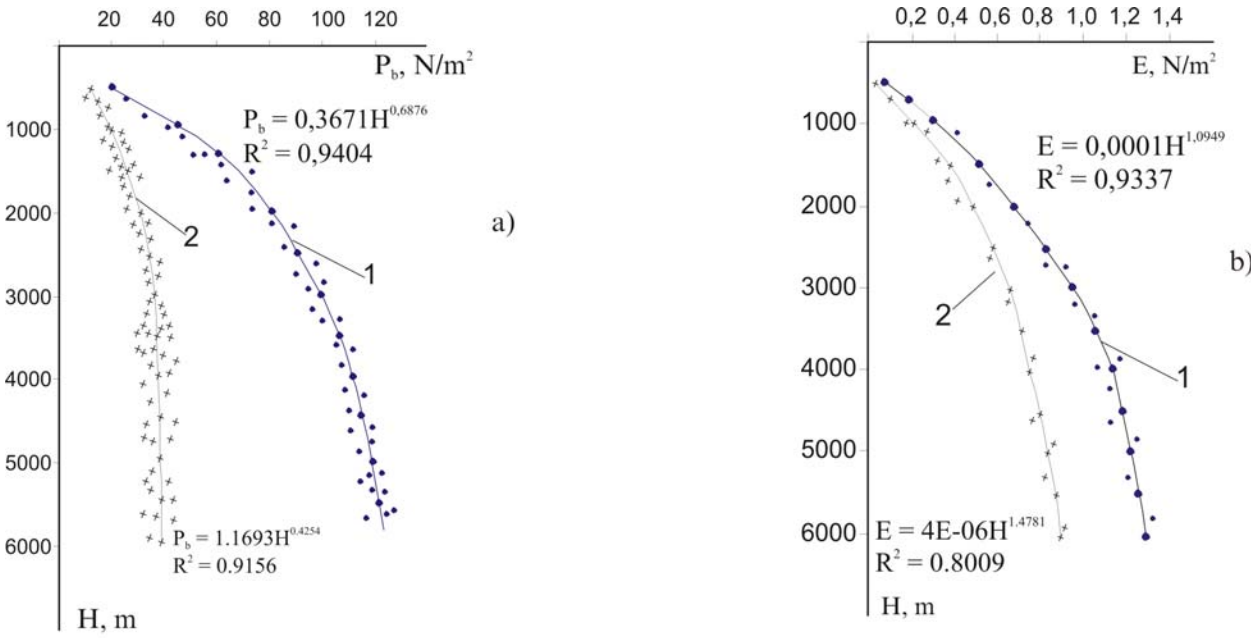
Alınmış məlumatlar əsasında onların dərinlikdən asılı olaraq, sıxlığının, məsaməlilik əmsalının, bərkliyinin, Yunq modulunun dəyişməsi əyriləri qurulmuşdur. Birinci (a, b) şəkildə qumdaşı-alevritlərin və zəif sementlənmiş kvarslı qum və qumdaşlarının sıxlıqlarının (a) və məsaməliyinin (b) dərinlikdən asılı olaraq, dəyişməsi xüsusiyyətləri göstərilmişdir. Şəkildən göründüyü kimi, təxminən 3-3,5 km dərinliyə qədər süxurların sıxlığı intensiv olaraq artır, məsaməliyi isə azalır. Dərinliyin sonrakı artımlarında bu dəyişmələr azalır və demək olar ki, stabilləşməyə doğru gedir.

Qumdaşı-alevritlərin və zəif sementlənmiş kvarslı qum və qumdaşlarının dərinlikdən asılı olaraq dəyişmə müqayisələri göstərir ki, kvarslı qumlar dərinlikdən asılı olaraq az deformasiya olunurlar və nəticədə onların dərinlikdən asılı olaraq sıxlığı və məsaməliyi gilli alevrit və sementlənmiş qumdaşlarına nisbətən az dəyişir. Hesablamalardan məlum olmuşdur ki, dərinliyin 500 m-dən 6000 m-ə qədər dəyişməsi həddində məsaməliyin nisbi dəyişməsi qumdaşı-alevritlərdə 64-65 % təşkil etdiyi halda, bu dəyişmə kvarslı qum və qumdaşlarında 39-40 % təşkil edir.

İkinci (a, b) şəkildə qumdaşı-alevritlərin və kvarslı qum və qumdaşlarının bərkliyinin (a) və Yunq modulunun (b) dərinlikdən asılı olaraq dəyişməsi qanunauyuğunluqları verilmişdir. Bu şəkildən göründüyü kimi, dərinlikdən asılı olaraq, qumdaşı-alevritlərin bərkliyi və Yunq modulunun dəyişməsi eksponensial qanun üzrə dəyişir. Aparılmış analiz nəticəsində təyin olunmuşdr ki, dərinliyin 500 m-dən 6000 m-ə qədər artma intervalında gilli alevrit və qumdaşlarının bərkliyi $20 \cdot 10^7$ N/m^2-dən $124 \cdot 10^7$ N/m^2-ə qədər, yəni 6,2 dəfə artmışdır. Yunq modulunun qiyməti isə $0{,}04 \cdot 10^{10}$ N/m^2-dən $1{,}35 \cdot 10^{10}$ N/m^2-ə qədər artmışdır. Dərinlik 500 m-dən 6000 m-ə qədər dəyişdikdə kvarslı qumdaşlarının bərikliyi cəmi 2,5 dəfə artmışdır.



1-ci şəkil. Süxurların sıxlığının (a) və məsaməliyinin (b) dərinlikdən asılı olaraq dəyişməsi
1 - qumdaşı-alevritlər
2 - zəif sementlənmişkvarslı qum və qumdaşı



2-ci şəkil. Süxurların bərkliyinin (a) və Yunq modulunun (b) dərinlikdən asılı olaraq dəyişməsi
1 - qumdaşı-alevritlər
2 - zəif sementlənmişkvarslı qum və qumdaşı

Təcrübələrdən alınmış məlumatlara əsasən terrigen kollektor süxurların sıxlığının, məsaməlilik əmsalının, bərkliyinin və Yunq modulunun dərinlikdən asılı olaraq dəyişmələrini ifadə edən emprik modellər çıxarılmışdır. Alınmış bu modellər qumdaşı-alevritnın və zəif sementləşmiş kvarslı qumların istənilən dərinlikdə qiymətlərini təyin etməyə imkan verir.

Neft və qaz yataqlarının geologiyası, axtarışı, quyuların qazılması məsələlərinin həllində fiziki və mexaniki xassələrindən geniş istifadə olunur. Lakin quyuların dərinlikləri artdıqca süxur nümunələrinin çıxarılması məhdudlaşır. Bu isə süxurların kompleks petrofiziki və mexaniki xassələrinin öyrənilməsində ciddi çətinliklər yaradır.

Bu problemin həlli ilk növbədə süxurların kompleks xassələrinin dərinlikdən asılı olaraq dəyişməsinin öyrənilməsini və onların arasında qarşılıqlı əlaqələrin yaradılmasını tələb edir.

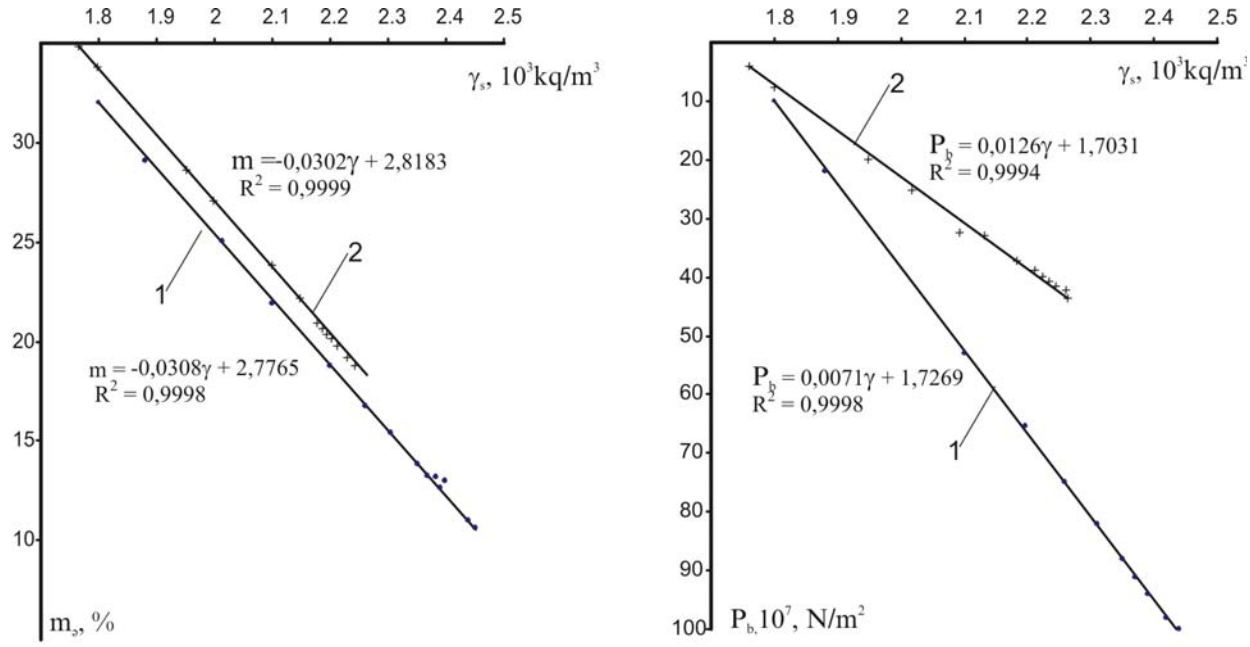
Süxurların sıxlığı aşağıda göstərilən düsturla təyin olunmuşdur:

$$\gamma_s = \frac{q}{\pi d h^2}$$

Burada, q, d və h – müvafiq olaraq süxurların çəkisi, diametri və hündürlüyüdür.

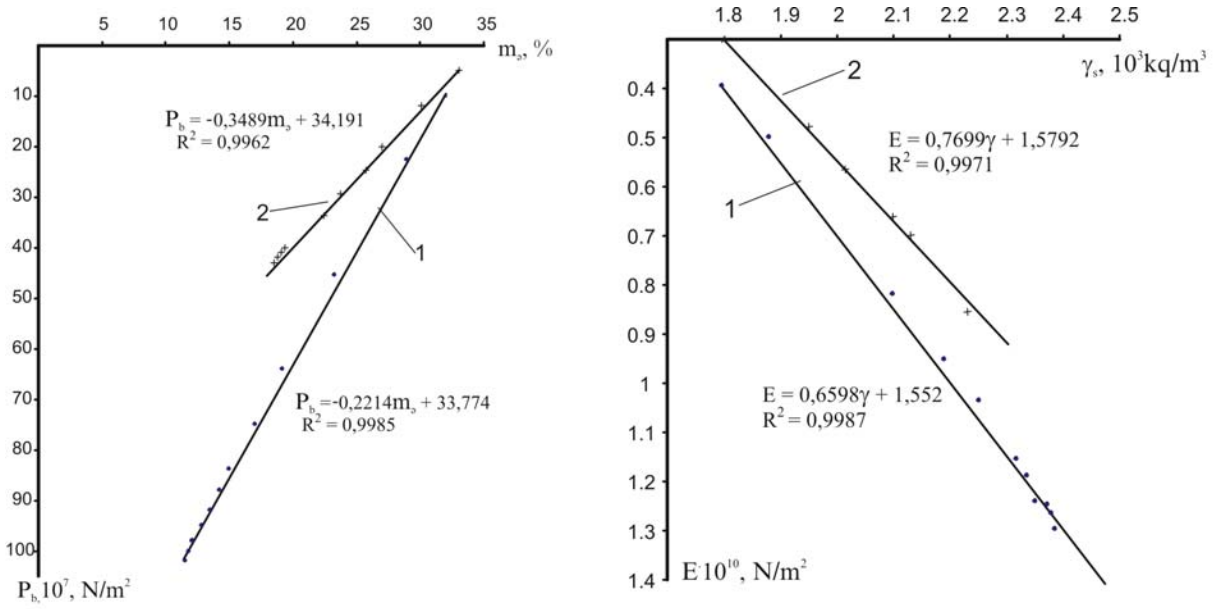
Aparılmış kompleks tədqiqatların məlumatları əsasında süxurların fiziki və mexaniki xassələri arasında qarşılıqlı əlaqələr yaradılmışdır.

Üçüncü və dördünqcü şəkillərdə müvafiq olaraq $m_ə = f(\gamma_s)$, $P_b = f(\gamma_s)$, $P_b = f(m_ə)$, $E = f(\gamma_s)$ qumdaşı-alevrit və qum süxurları üçün asılılıqları qrafiki verilmiş və modelləri çıxarılmışdır. 3-cü və 4-cü (a və b) şəkillərdə göstərilmiş asılılıqlar müxtəlif dərinliklərdən götürülmüş eyni süxur nümunələri üzərində aparılmış tədqiqatların məlumatları əsasında qurulmuşdur. Şəkillərdən göründüyü kimi, müxtəlif fiziki və mexaniki xassələrin arasında qurulmuş qarşılıqlı əlaqələr düz xətt qanununa tabedir.



a) b)

3-cü şəkil. Süxurların məsaməliyinin sıxlıqdan (a), bərkliyinin sıxlıqdan (b) asılılıq qrafiki
1 - qumdaşı-alevritlər
2 - qumlar



a) b)

4-cü şəkil. Süxurların bərkliyinin məsaməlikdən (a), Yunq modulunun sıxlıqdan (b) asılılıq qrafiki
1 - qumdaşı-alevritlər
2 - qumlar

Aparılmış araşdırmalardan məlum olmuşdur ki, bu müxtəlif parametrlərin arasındakı qarşılıqlı əlaqələrin nisbətlərinin qiymətləri müxtəlifdir. Belə ki, dərinliyin 500-6000 m dəyişməsi intervalında qumdaşı-alevrit süxurlarının nisbi sıxlığının 36 % artması onların məsaməliliyinin 63 %, bərkliyinin 920 % və Yunq modulunun 237 % nisbi dəyişməsinə gətirib çıxarmışdır. Kvarslı qum və qumdaşlarında isə nisbi sıxlığın 28 % artması onların məsaməliliyinin, bərkliyinin və Yunq modulunun müvafiq olaraq 46 %, 987 % və 200 % nisbi dəyişməsinə səbəb olmuşdur.

Nəticə:

1. İlk dəfə olaraq Cənubi Xəzər çökəkliyi yataqları süxurlarının kompleks fiziki-mexaniki parametrlərinin dərinlikdən asılı olaraq dönməz deformasiyanın təsiri nəticəsində dəyişmə qanunauuyğunluqları öyrənilmişdir.

2. Qumdaşı-alevrit və qumların sıxlığının, məsaməliliyinin, bərkliyinin, Yunq modulunun dərinlikdən asılı olaraq dəyişmələrini ifadə edən emprik modelləri alınmışdır.

3. Quyuların dərinlikləri artdıqca süxur nümunələri qıtlığının və onların xassələri haqqında informasiyaların qeyri-kafiliyini nəzərə alaraq:

- laboratoriya şəraitində aparılmış tədqiqatlardan əldə olunmuş məlumatlar əsasında kollektor süxurların fiziki və mexaniki xassələri arasında qarşılıqlı əlaqələr yaradılmış və modelləri çıxarılmışdır;
- alınmış modellər bir fiziki xassənin qiyməti məlum olduqda digər fiziki və mexaniki xassələrin qiymətlərini təyin etməyə imkan verir;
- alınmış nəticələr geologiyanın və qazımanın bir sıra məsələlərinin həllində istifadə oluna bilər.

ƏDƏBİYYAT

АЛИЗАДЕ, А. А., САЛАЕВ, С.Г., АЛИЕВ, А. И. 1985. Научная оценка перспектив нефтегазоносности Азербайджана и Южного Каспия и направление поисково-разведочных работ. Элм. Баку. 450.

ИМАНОВ, А.А. 1988. Деформационно-прочностные и петрофизические свойства природных резервуаров Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна и их прогноз на большие глубины. Докторская диссертация. ИГ АН Азерб. ССР. Баку. 409.

ШРЕЙНЕР, Л.А. и др. 1958. Механические и абразивные свойства горных пород. Гостоптехиздат. Москва.

Məqaləyə Azərbaycan MEA müxbir üzvü Q.İ.Calalov rəy vermişdir

© Ю.Г.Исрафилов, 2007

К МЕТОДИКЕ ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАПАСОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПРЕДГОРНЫХ РАВНИН АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Ю.Г.Исрафилов

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

В условиях интенсивной водохозяйственной деятельности за основу расчетной схемы оценки эксплуатационных запасов пресных подземных вод принимается вся гидросфера, принципиальной особенностью которой является взаимосвязь всех природных вод. Вместе с тем математической моделью данной системы является уравнение общего водного баланса в естественных условиях и водохозяйственного баланса в условиях антропогенного воздействия. В статье обосновывается последовательность решения задач, особенности предварительной группировки источников, формирующих ресурсы пресных подземных вод, а также алгоритм их количественной оценки.

Объектом исследований являются месторождения инфильтрационных пластово-поровых пресных подземных вод (ППВ) предгорных равнин республики (Гусарское, Ганых-Айричайское, Ширванское, Гянджинское, Гарабагское, Мильское, Джебраильское, Муганское, Талышское и Нахчыванское). Они интенсивно эксплуатировались в период 1960-1990 гг. подавляющей частью при орошении сельхозкультур (порядка 85-90% от общей добычи) и частично для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Региональные прогнозные эксплуатационные запасы месторождений ППВ утверждены в Государственном Комитете по запасам бывшего СССР или Территориальном Комитете по запасам Азербайджанской Республики 25-35 лет тому назад. Оценивались они методом аналитических расчетов производительности абстрактных водозаборов (скважин), сначала равномерно распределенных по площади и работающих в круговых пластах с непроницаемыми границами, затем водозаборов линейного ряда скважин, работающих в полуограниченном пласте с двумя границами: непроницаемой границей с коренными породами (постоянным нулевым расходом) и региональными дренами (постоянным напором) и, что важно отметить, в режиме равномерного водоотбора (по формулам Н.Н. Биндемана, Ф.М. Бочевера и др.) (Бочевер, 1967; Биндеман, Язвин, 1970; Листенгартен, 1983). Однако фактический режим добычи подземных вод по всем месторождениям ППВ резко отличался от расчетного режима. Так, 85% добываемых вод использовалось в орошении сельхозкультур с "ударными" объемами отбора подземных вод в вегетационный период (порядка 70% от объема годовой добычи), что не позволяет считать утвержденные эксплуатационные запасы достоверными, т.к. они должны были оцениваться по математическим зависимостям, учитывающим режим неравномерного водоотбора. Подтверждением этому является тот факт, что по отдельным месторождениям ППВ общий объем годовой добычи превышал их утвержденные эксплуатационные запасы по Гарабагскому и Мильскому месторождениям в 3 раза, а по Джебраильскому – более чем в 2 раза, однако признаков истощения подземных вод здесь не наблюдалось. В условиях техногенеза при расчетах эксплуатационных ресурсов подземных вод важным является учет гидравлической взаимосвязи подземных и поверхностных вод, оценки эффективности отбора подземных вод с учетом допустимых изменений в окружающей среде, которые неизбежны при добыче, иными словами, с учетом экономически оправданного ущерба окружающей среде.

Учитывая вышеизложенное, а также современную степень изученности и просроченность так называемого "срока годности" (исходя из расчетного временного параметра t=10000 суток или 27,5 лет), можно констатировать, что в настоящее время возникла необходимость пе-

реоценки эксплуатационных запасов по всем месторождениям ППВ республики.

Существующие методики оценки эксплуатационных запасов ППВ не позволяют учитывать последствия их добычи на гидросферу и, как следствие, на экологию среды.

Известно, что интенсивная водохозяйственная деятельность резко отражается на всей гидросфере и на подземных водах инфильтрационного генезиса в частности. С учетом гидравлической взаимосвязи между водоносными горизонтами и поверхностным стоком вся гидродинамическая система подземных вод подвергается интенсивному антропогенному воздействию как в пространстве, так и во времени, и, как следствие, трансформируется вся структура ресурсов ППВ.

Рациональная эксплуатация подземных вод возможна только при условии учета ограничений, гарантирующих сохранение их количественных и качественных параметров, а также охрану среды.

За основу расчетной схемы необходимо принять всю гидросферу в условиях реализации водохозяйственных мероприятий. Мощность расчетной гидросферы по отдельным месторождениям варьирует от 500 до 1500 метров. Специфика реакции гидросферы на воздействие, характеризующаяся тесной обратной связью, требует отдать приоритет нормативному прогнозу модели природоохранной деятельности. Такого рода оценка должна опираться на анализ процесса, отражающего принципиальную особенность гидросферы, а именно: взаимосвязь природных вод, математической моделью которой является уравнение водного баланса, а в условиях антропогенного воздействия на гидросферу – водохозяйственного баланса (ВХБ). В условиях дефицита общих водных ресурсов важным фактором выбора данного метода является возможность управления состоянием ресурсов ППВ по дефициту ВХБ, так как данные уравнения служат обоснованием выбора соответствующих мероприятий, направленных на ликвидацию дефицита. При этом результат взаимодействия поверхностных и подземных векторов природного стока исследуемой гидросферы учитывается в виде ущерба поверхностному стоку при эксплуатации подземных вод и дает возможность реализовать управление водными ресурсами гидросферы в целом.

Констатируем также, что за рациональный водоотбор в условиях дефицита водных ресурсов следует считать только тот объем вод, который можно получить при учете конкретных фильтрационных свойств отложений, а отбор их не приведет к нежелательному нарушению окружающей среды. Следовательно, величина эксплуатационных ресурсов подземных вод определяется гидрогеологическими условиями территории, техническими средствами отбора воды и величиной допустимых и экономически оправданных изменений в окружающей среде, неизбежных при добыче ППВ. При этом расчетный срок выявленных ресурсов не имеет предела в связи с возможностью их управления.

Водохозяйственно-балансовый подход при оценке ресурсов и прогноза гидрогеологических условий ППВ наиболее полно приведен в работе (Нечеверя и др., 1987), в которой обоснована схема последовательных задач по выявлению структуры ресурсов подземных вод. Основываясь на данной схеме, выделим последовательность решения задач:

1 этап:

- выделение балансовых участков для совместной оценки ВХБ поверхностных и подземных вод;

- выделение водных ресурсов, для которых недопустимо или допустимо в ограниченных пределах нарушение сложившегося баланса воды;

II этап:

- задание этих пределов;

- составление уравнения ВХБ (определение его приходных и расходных составляющих).

III этап:

- количественная оценка составляющих уравнений ВХБ;

- прогноз последствий изъятия водных ресурсов.

IV этап:

- математическое моделирование абстрактных водозаборов подземных вод с учетом выявленных ограничений.

Источники формирования эксплуатационных запасов ППВ предварительно группируются следующим образом. В группу А помещаются источники, имеющие гидравлическую связь с эксплуатируемой водонасыщенной толщей, которые в свою очередь

подразделяются на:

Q_{A1} - подземные воды, поступающие в пределы балансовых участков сбоку;

Q_{A2} - подземные воды, перетекающие в пределы балансовых участков из горных областей;

Q_{A3} - поверхностные воды рек, озер, водохранилищ и т.п.

В группу В входят источники, имеющие инфильтрационную связь с эксплуатируемой водонасыщенной толщей. Здесь выделим:

Q_{B1} - поверхностные воды рек, водохранилищ, каналов и т.п.;

Q_{B2} - атмосферные осадки (метеорные воды).

В группу С помещается объем подземных вод, обеспеченный сработкой емкостных запасов исследуемой водоносной толщи с условием одноразового использования, т.е. без их восполнения.

Тогда базовое уравнение ВХБ записывается так:

$$Q_{расч} = Q_{пр} - Q_{огр} \quad (1)$$

$$Q_{экс} = Q_A + Q_B + Q_C \quad (2)$$

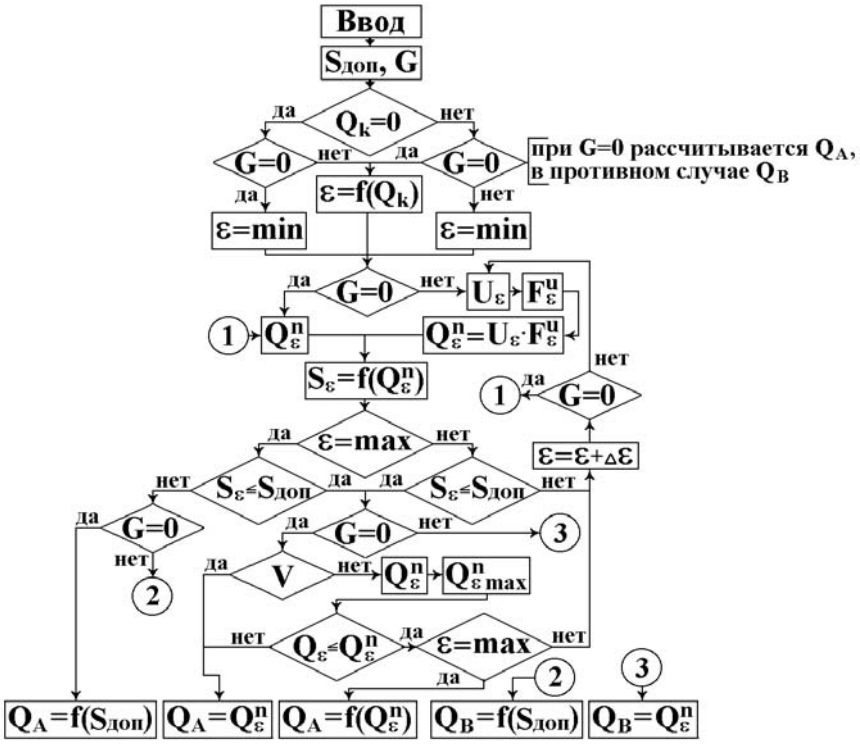
где: $Q_{пр}$ – количество воды, реально существующее в пределах расчетного участка; $Q_{экс}$ - эксплуатационные запасы подземных вод; $Q_{огр}$ - количество воды, которое необходимо оставить из соображений экологического, санитарного, производственного характера; Q_A и Q_B - части эксплуатационных запасов, обеспеченные привлечением ресурсов источников групп А и В соответственно; Q_C - расход воды, обеспеченный сработкой емкостных запасов (без восполнения) подземных вод.

В процессе постоянной эксплуатации подземных вод емкостные запасы после их сработки не восполняются и не участвуют в дальнейшем формировании сложившихся эксплуатационных запасов ППВ. Поэтому в нашей расчетной схеме мы ими пренебрегаем, что увеличивает обеспеченность эксплуатационных запасов.

Величины Q_A и Q_B представляют собой дебиты водозаборных систем, привлекающих максимально возможное количество воды из источников данных групп. В связи с четкой ориентацией на водоисточник разработан унифицированный алгоритм оценки этих величин, параметры которых приведены на рисунке. Данный унифицированный алгоритм практически представляет собой многовариантный прогноз, направленный на выбор структуры запасов, обеспечивающий отбор максимально возможного или требуемого количества подземных вод при допустимом нарушении водного баланса территории.

Вместе с тем определение данных величин должно сопровождаться оценкой последствий изъятия воды из источников восполнения и решением вопроса об их оптимальном количестве, которое может быть привлечено к формированию эксплуатационных запасов. С этой целью на заключительном этапе методом математического моделирования определяются оптимальные эксплуатационные параметры абстрактных водозаборов, суммарная производительность которых составляет эксплуатационные ресурсы исследуемой водоносной толщи. На базе карт водопроводимости, глубин залегания, гидроизогипс, гидроизопьез, химического состава грунтовых и напорных водоносных горизонтов, гидрологических параметров поверхностного стока и других материалов определяются оптимальные участки и схемы (линейные или площадные) заложения расчетных водозаборов. При моделировании должны быть учтены ограничения ($Q_{огр}$), предусмотренные в базовом уравнении ВХБ (1), связанные с охраной количественных и качественных параметров эксплуатационных запасов подземных вод и окружающей среды. Этими ограничениями могут быть: минимизация ущерба поверхностному стоку от эксплуатации подземных вод; предотвращение подсоса к водозаборам линз минерализованных вод; ограничение допустимых понижений в связи с требованиями охраны среды и многие другие.

Математическому моделированию геофильтрации посвящено множество работ. Адаптации имеющихся методик и программ к гидрогеологическим условиям республики осуществлены автором и приведены в отдельной статье (Исрафилов, 2000). Оптимальным является создание постоянно-действующих математических моделей геофильтрации всех месторождений пластово-поровых вод предгорных равнин республики, позволяющие решать любые прямые, обратные и прогнозные гидрогеологические задачи на базе математической программы “MODFLOW”.



Алгоритм оценок Q_A и Q_B

Q_A - составляющая эксплуатационных запасов подземных вод, обеспеченная источниками восполнения группы А; Q_B - составляющая эксплуатационных запасов подземных вод, обеспеченная источниками восполнения группы В; $S_{доп}$ - допустимое понижение уровня водоносного горизонта; ε - набор значений вероятности превышения, %; Δε - шаг при переборе значений ε_n; Q_K - расход воды в источниках группы А и В, обязательное наличие которого обусловлено ограничениями экономического и природоохранного характера; Q^n_ε - среднегодовой расход воды в источнике восполнения вероятностного превышения ε; S_ε - понижение уровня в эксплуатируемом водоносном горизонте при изъятии расхода Q^n_ε; $Q^n_{\varepsilon max}$ - максимальный среднесуточный расход воды в источнике восполнения с вероятностью превышения ε; Q_ε - расход воды, который могут пропустить отложения на контакте водоносного горизонта и источника восполнения; U_ε - интенсивность поступления воды из источников группы В в эксплуатируемый горизонт в пределах площади F^u_ε; V - тип источника питания группы А (Q_{A1}, Q_{A2}, Q_{A3}).

Приведенная выше схема последовательных задач дает возможность оценить все естественные и антропогенные факторы, трансформирующие структуру ресурсов подземных вод, прогнозировать реакцию подземной гидросферы на воздействие и управлять водными ресурсами гидросферы в целом.

ЛИТЕРАТУРА

БИНДЕМАН, Н.Н., ЯЗВИН, Л.С. 1970. Оценка эксплуатационных запасов подземных вод. Недра. Москва. 214.

БОЧЕВЕР, Ф.М., 1967. Оценка эксплуатационных запасов и расчеты водозаборов подземных вод в конусах выноса предгорных областей. В сб.: *Вопросы определения гидрогеологических параметров и расчеты эксплуатационных запасов подземных вод*. 1. ВСЕГИНГЕО. Москва. 47-53.

ИСРАФИЛОВ, Ю.Г. 2000. Принципы построения математической модели геофильтрации месторождений пресных подземных вод республики. В кн.: *Труды АзНИИ Водных Проблем*. Баку. 45-52.

ЛИСТЕНГАРТЕН, В.А. 1983. Закономерности формирования, особенности методики оценки ресурсов и перспективы использования маломинерализованных подземных вод равнин Азербайджанской ССР. Элм. Баку. 272.

НЕЧЕВЕРЯ, И.К., ЗЕЛЕНЦОВА, Н.И., ПОМЕРАНЦЕВА, Л.Г. и др. 1987. Прогноз изменения гидрогеологических условий под влиянием водохозяйственных мероприятий. Недра. Москва. 205.

Рецензент: д.г.-м.н. А.К.Алимов

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

© М.Т.Абасов, Г.И.Джалалов, А.М.Мамедов, 2007

ОБ ИДЕНТИФИКАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МНОГОФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДОВ В МНОГОПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЕ

М.Т.Абасов, Г.И.Джалалов, А.М.Мамедов

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

В работе рассмотрена задача математического моделирования разработки нефтяных месторождений при многофазной фильтрации флюидов в многопластовой системе с использованием и сведений истории разработки, где фигурируют как все традиционно замеряющиеся, так и возможные данные специально проведенных гидродинамических исследований скважин. При этом используется критерий качества, а задача определения относительных фазовых проницаемостей в зависимости от водонасыщенности формулируется как задача на минимум функционала и приближенно решается с помощью методов теории оптимального управления.

Процесс гидродинамического моделирования разработки нефтяных и газовых залежей является одним из важнейших этапов при создании проектных документаций по их разработке и предъявляет повышенные требования к получению широкомасштабной информации об основных параметрах пластовых систем. Известно, что необходимым условием применимости созданной модели является предварительная адаптация, т.е. согласование результатов расчета технологических показателей предшествующего периода разработки с фактическими данными. Процесс адаптации модели фактически представляет собой решение задачи восстановления в объеме резервуара объекта многих взаимосвязанных и зависящих друг от друга параметров.

Адаптация модели в основном производится на трех уровнях: мега, макро и микро. Обычно на мегауровне при неизменной геологической модели, изменяя функции относительных фазовых проницаемостей, добиваются того, чтобы на всем объекте в целом и, желательно, на каждом из отдельных выбранных участков воспроизводились накопленные отборы жидкостей. На макроуровне, изменяя на площади пластов распределения начальной нефтенасыщенности и абсолютной проницаемости, подбирая поправочные коэффициенты к функциям относительных фазовых проницаемостей по скважинам и блокам, необходимо добиться того, чтобы основные показатели разработки, рассчитанные программой моделирования, с одной стороны, и фактические, с другой, были близки. При выполнении адаптации на микроуровне необходимо подобрать такие параметры моделируемого резервуара, чтобы воспроизвести основные показатели работы для каждой скважины. На этом этапе основным изменениям подвергаются распределения на площади объекта типов коллектора (поровый, кавернозный, трещиноватый и т.д.), и для каждого из них вводятся индивидуальные зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности и др.

В вышеуказанных случаях вариантов адаптации гидродинамических моделей фильтрации расхождения между прогнозными и фактическими данными могут быть связаны как с неточностью исходной информации о пласте, так и с несовершенством принятой математической модели течения флюидов в пласте. Естественно, степень адаптации будет тем выше, чем лучше математическая модель описывает реальные физические процессы, происходящие в пласте. Выбор метода по-

строения модели нефтяного пласта зависит от качества и полноты исходной информации о геологическом строении пласта, физических свойствах фильтрующихся жидкостей и пористой среды, а также текущей промысловой информации.

В последние годы в постановке и решении многомерных многофазных задач теории фильтрации достигнут большой прогресс, а что касается анализа разработки, настройки фактических показателей разработки месторождений, т.е. решения задач идентификации, определения или уточнения коллекторских свойств пласта на основе фактических данных исследований и эксплуатации скважин (называемые обратными задачами), то здесь достигнутые результаты менее впечатляющие, причем, как правило, обратные задачи являются некорректными, что существенно осложняет их решение (Абасов и др., 1990; Азиз, Сеттари, 1982; Булыгин В. и Булыгин Д., 1990; Закиров и др., 1984; Мирзаджанзаде и др., 2004; Бабе и др., 1980; Каневская, 2002; Хайруллин, 1996 и многие др.).

Одним из существующих допущений, принимаемых для сокращения размерности задачи, является предположение о двумерности течения флюидов в пласте и, следовательно, возможности усреднения коллекторских свойств пласта вдоль вертикальной координаты. Однако такое упрощение физической модели не позволяет учитывать многие важные факторы, основными из которых являются: вертикальная неоднородность пласта по коллекторским свойствам, неравмерность дренирования залежи по толщине и т.д.

В настоящее время на базе современных программных средств создано достаточное количество постоянно действующих моделей разработки нефтяных залежей. Они имеют главным образом один общий недостаток – отсутствие надежных данных по фильтрационно-емкостным свойствам пласта и относительным фазовым проницаемостям.

Функции относительных фазовых проницаемостей (ФОФП), входящих в уравнения фильтрации многофазных жидкостей, обычно определяются экспериментально на малых образцах породы (кернах), которые представляют лишь незначительную часть объема пласта и должны быть модифицированы. Известно, что ФОФП зависят от множества факторов (структурной характеристики среды, смачиваемости, градиента давления, истории насыщения), и их форма кривых существенно влияет на результаты расчетов. Кроме того, поскольку реальным коллекторам нефти и газа свойственны неоднородности различного масштаба, то эти функции должны зависеть и от масштаба осреднения.

Известны различные методы определения ФОФП по данным гидродинамических и геофизических исследований (Абасов и др, 1990; 2000; Дахнов, 1975; Кулиев, Аллахвердиев, 1975; Палатник, Закиров, 1990; 2001; Закиров и др., 1984 и др.) В последнее время для определения ФОФП все чаще применяются методы, основанные на использовании гидродинамической информации, накопленной в процессе эксплуатации залежей нефти и газа. При этом параметры, входящие в выражения распределения ФОФП в зависимости от насыщенности, определяются из решения различными методами обратных задач теории фильтрации (Абасов и др., 1990; Булыгин В. и Булыгин Д., 1990; Мирзаджанзаде и др., 2004 и др.).

Характерной особенностью развития нефтегазодобывающей отрасли в последние годы является значительное увеличение добычи углеводородов из глубокозалегающих объектов, представленных, как правило, сложнопостроенными залежами со сложным составом пластовых флюидов, наличием в объекте эксплуатации нескольких гидродинамически изолированных или взаимосвязанных между собой пластов с различными физико-геологическими характеристиками. По возможности совместная их эксплуатация одной сеткой скважин увеличивает годовые темпы отбора, сокращает срок выработки залежей и тем самым улучшает технико-экономические показатели разработки подобных месторождений.

Однако в случае многопластовых месторождений возможность получения надежной и достоверной информации о фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов по данным гидродинамических исследований скважин существенно ограничивается. Наряду с технологическими трудностями, вызвано это, в частности, и тем, что

вследствие взаимодействия совместно разрабатываемых пластов (не только взаимосвязанных, но и изолированных тоже) осложняется математическое описание процесса фильтрации в этих коллекторах. Происходит это из-за необходимости более полного, комплексного учета всей совокупности природных и технологических факторов (изменение физических свойств флюида и коллектора в зависимости от давления, многофазность потока, различные виды неоднородности коллектора и др.), присущих указанным месторождениям. Как следствие, значительно затрудняется решение соответствующих обратных задач подземной гидродинамики. Использование при их решении системы нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных наталкивается на такие труднопреодолимые препятствия, как некорректность постановки задач в классическом смысле, неустойчивость получаемых решений, нелинейность, отсутствие принципа суперпозиции и др.

Целью настоящей работы является гидродинамическое моделирование трехмерной трехфазной фильтрации флюидов при разработке многопластовых месторождений воспроизведением поведения объекта. Пусть имеется замкнутая залежь произвольной формы, состоящая из изолированных друг от друга продуктивных пропластков. Каждый пропласток характеризуется своей неоднородностью (распределение пористости, проницаемости, толщины) (рис.1). Предполагается, что вода, нефть и пористая среда слабосжимаемы, капилярные и гравитационные силы пренебрежимо малы. Гидродинамическое взаимодействие пластов осуществляется через скважины, работающие в совместном режиме эксплуатации. Скважины могут вскрывать одновременно все пропластки или некоторые из них, или же только один пласт.

Способы разработки таких месторождений предопределили использование соответствующей гидродинамической модели – традиционные уравнения Маскета-Мереса (Маскет, 1953) выражающие условия сохранения масс, и закон Дарси для нефти, воды и газа

$$\nabla\cdot\vec{V}_H + A\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{ms_H}{B_H}\right) = \\ = \sum_{j=1}^{N_w} Q_{HJ}(t)\delta(x-x_j)\delta(y-y_j)\delta(z-z_j)\,, \tag{1}$$

$$\nabla\cdot\vec{V}_в + A\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{ms_в}{B_в}\right) = \\ = \sum_{j=1}^{N} Q_{в\,j}(t)\delta(x-x_j)\delta(y-y_j)\delta(z-z_j)\,, \tag{2}$$

$$\nabla\cdot(\vec{V}_q + R_H\vec{V}_H + R_в\vec{V}_в) + \\ + A\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{ms_q}{B_q} + R_H\frac{ms}{B_H} + R_в\frac{ms_в}{B_в}\right) = \\ = \sum_{j=1}^{N} Q_{q\,j}(t)\delta(x-x_j)\delta(y-y_j)\delta(z-z_j)\,, \tag{3}$$

$$s_H + s_в + s_q = 1 \qquad \vec{\upsilon}_l = -\frac{kf_l(s_l)}{\mu_l}qradP, \tag{4}$$

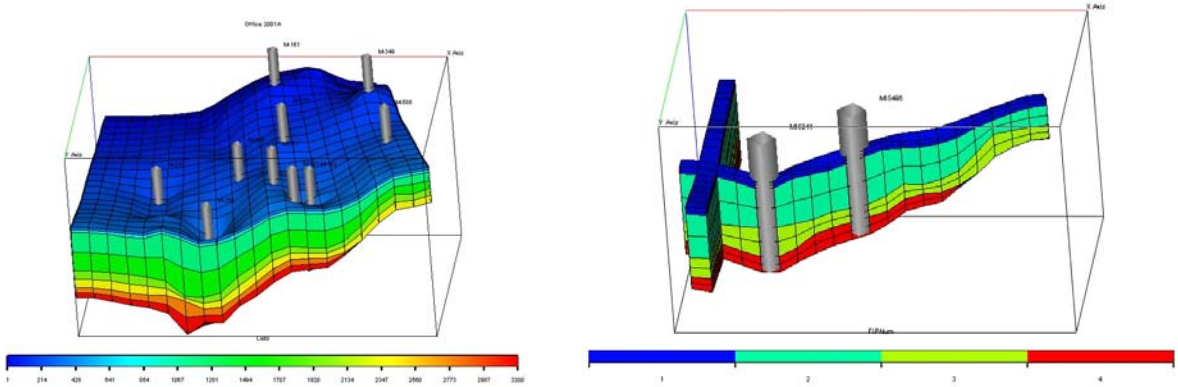


Рис. 1. Объемные изображения и профильный разрез исследуемого пласта

Здесь индексы, указывающие номера пропластков, для простоты опущены, а индексы *"Н", "в"* и "*q*" относятся соответственно к нефтяной, водной и газовой фазе. Остальные обозначения следующие:

x, y, z – координаты;

t- время;

p(x, y, z, t) – пластовое давление;

$S_l(x, y, z)$ – насыщенность *l*-й фазой;

m(x, y, z) – пористость пласта;

μ_1 – вязкость;

B_l – объёмный коэффициент флюида;

$R_H(p)$, $R_в(p)$ – растворимость газа в нефти и воде;

$A(x, y, z)$ – толщина пласта в точке *(x, y, z);*

V_l *(x, y, z)* – компонента вектора скорости фильтрации *l*-й фазы;

Q_{lj} – интенсивность отбора (поступления l-й фазы через скважину с координатой (x_j, y_j, z_j));

$\delta(\xi)$ – дельта функция Дирака;

∇ – оператор Гамильтона;

N – число скважин;

$F_l(S_l)$ – относительная проницаемость для фазы *l.*

Чтобы замкнуть систему (1)–(4) требуется задать соответствующие начальные и граничные условия:

1. Начальное пластовое давление $P_0\ (x,y,z);$
2. Начальное распределение нефте-, водо- и газонасыщенностей;

$$S_н^0(x,y,z), S_в^0(x,y,z), S_q^0(x,y,z)$$

3. Условия на границах элемента пласта;
4. Режимы работы скважин.

С помощью Пакета программы **ECLIPSE** фирмы **SCHLUMBERGER** на конкретном примере, основанном на численном решении уравнений (1) – (4), были рассчитаны технологические показатели участка нефтяного пласта, состоящего из четырех пропластков с известной историей разработки.

Размеры участка пласта по горизонтальной плоскости составляют 14,6 гектаров. Относительная нефтяная толщина по пропласткам на основании скважинных данных представлена в виде карт на рисунках 2-3.

Границы участка непроницаемы. На последний год истории разработки на участке было десять добывающих скважин. По геологическим данным с учетом принятой дискретизации по простиранию и глубине залегания для каждого выделенного пропластка формируются осреднённые параметры (пористость, проницаемость).

Далее в блоках введенной сетки рассчитаны цифровые поля названных параметров и построены их карты и кривые распределения (рис. 4, 5, 6).

Остальные параметры таковы:

начальные значения пластовых давлений по пропласткам*:* $P_{01} = 115$ *bar,* $P_{02} = 120$ *bar,* $P_{03} = 139{,}5$ *bar,* $P_{04} = 143{,}1$ *bar;*

давления насыщения: $P_{H1} = 78{,}9$ *bar,* $P_{H2} = 82{,}4$ *bar,* $P_{H3} = 95{,}5$ *bar,* $P_{04} = 97{,}8$ *bar;*

начальные значения водонасыщенности по пропласткам: $S^0_{в2} = 0{,}276$; $S^0_{в2} = 0{,}299$; $S^0_{в3} = 0{,}45$; $S^0_{в4} = 0{,}45$; $\beta_в = 4{,}1\ E{-}5\ {}^1/_{bar}$; $\beta_{ср} = 1{,}45\ E{-}5\ {}^1/_{bar}$; $\mu_в = 0{,}69$*ср;* $\rho_H = 860$ *кг/м*^{3} ; $\rho_в = 1014$ *кг/м*^{3}; $\rho_q = 0{,}92$ *кг/м*^{3}.

PVT зависимости отдельных фаз приведены на рис. 7.

При восстановлении истории разработки наиболее надежной промысловой информацией являлись динамические пластовые давления, отборы воды, отборы жидкости, суммарный отбор флюидов, водный процент в суммарной жидкости и поровый объем пласта. До восстановления истории разработки были подобраны относительные фазовые проницаемости в стандартной форме в виде: $f_H^{(s)} = \left(1 - S_b^2\right)$; $f_b\ (s) = S_b^2$ (рис. 8, пунктирными линиями).

Показатели динамики отборов показаны для двух вариантов – исходного и адаптированного. Исходный вариант получен путем аппроксимации только данных параметров скважин на площадь объекта, а адаптированный – путем такой же аппроксимации, но при этом к данным по скважинам добавлены предполагаемые распределения в межскважинном пространстве. Например, для абсолютной проницаемости из анализа керна известны (или вообще отсутствуют) только некоторые данные по отдельным скважинам. С помощью интерполяции рассчитываются все значения проницаемости для каждой сеточной точки. Однако эти значения пока неточные, и они адаптируются (корректируется) в ходе восстановления истории – на этапе сопоставления фактических и расчетных значений отбора жидкости. Аналогичным образом корректируется поровый объем (если геологические запасы углеводородов определены не достаточно точно).

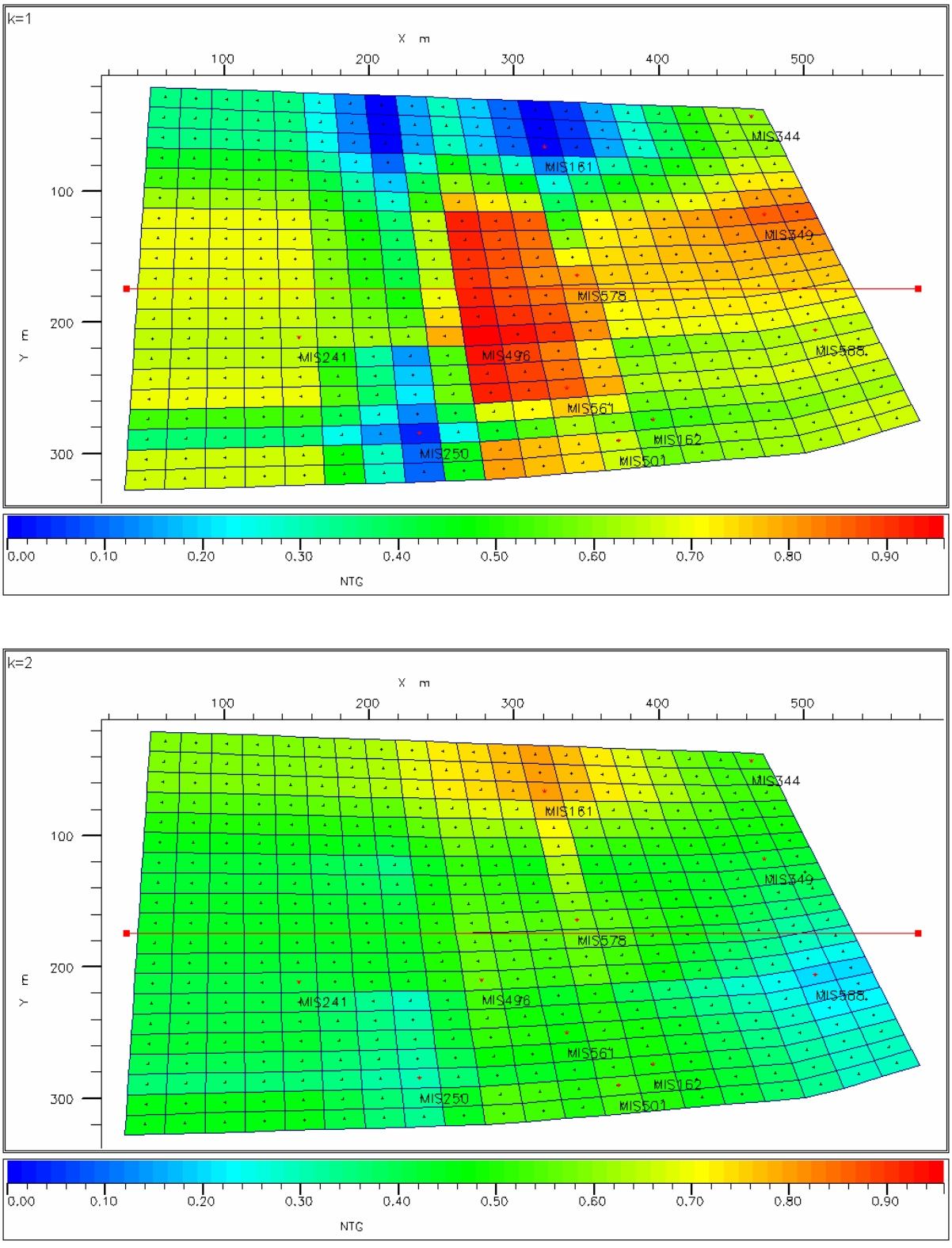


Рис. 2. Карта относительной нефтяной толщины для пропластков 1 и 2

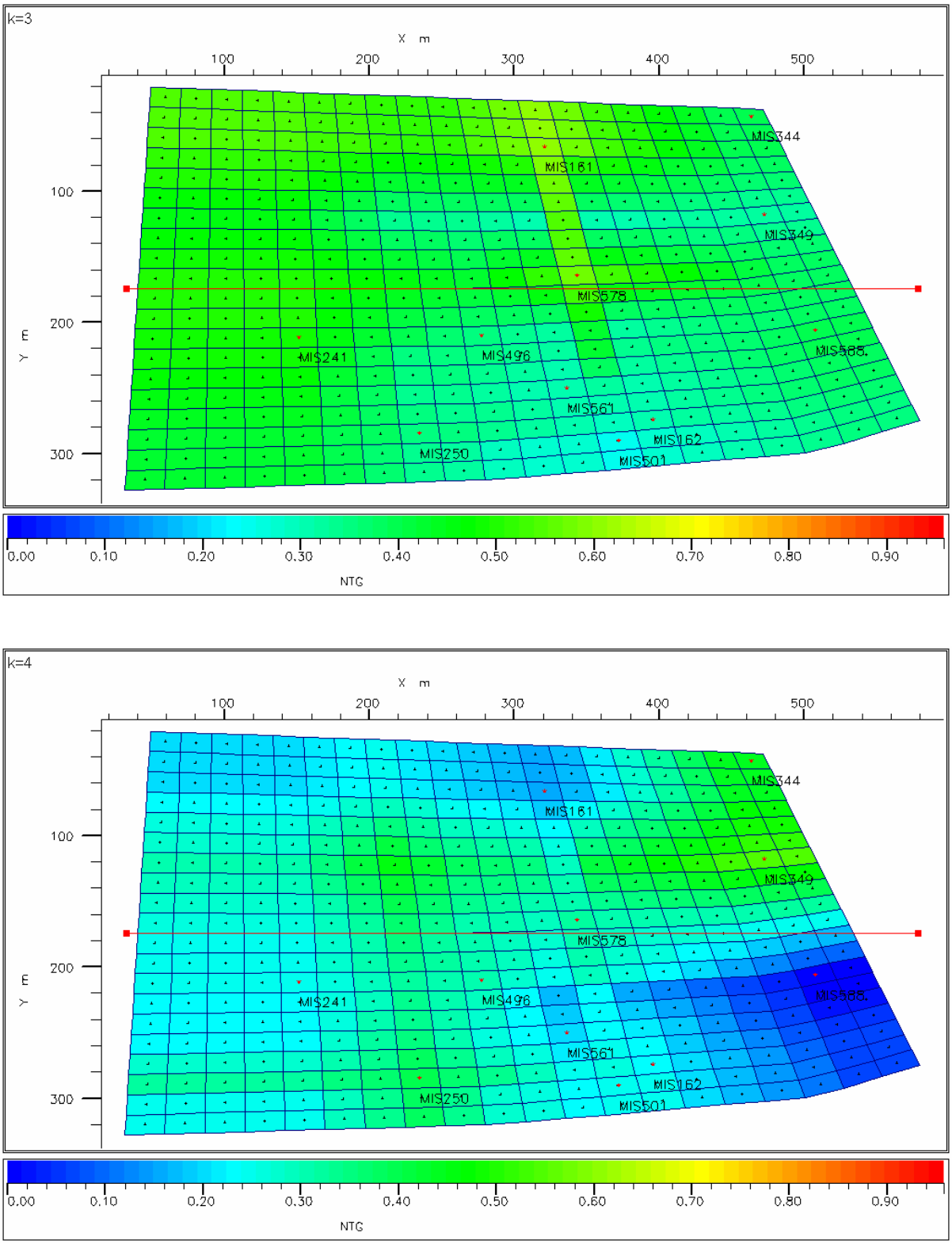


Рис. 3. Карта относительной нефтяной толщины для пропластков 3 и 4

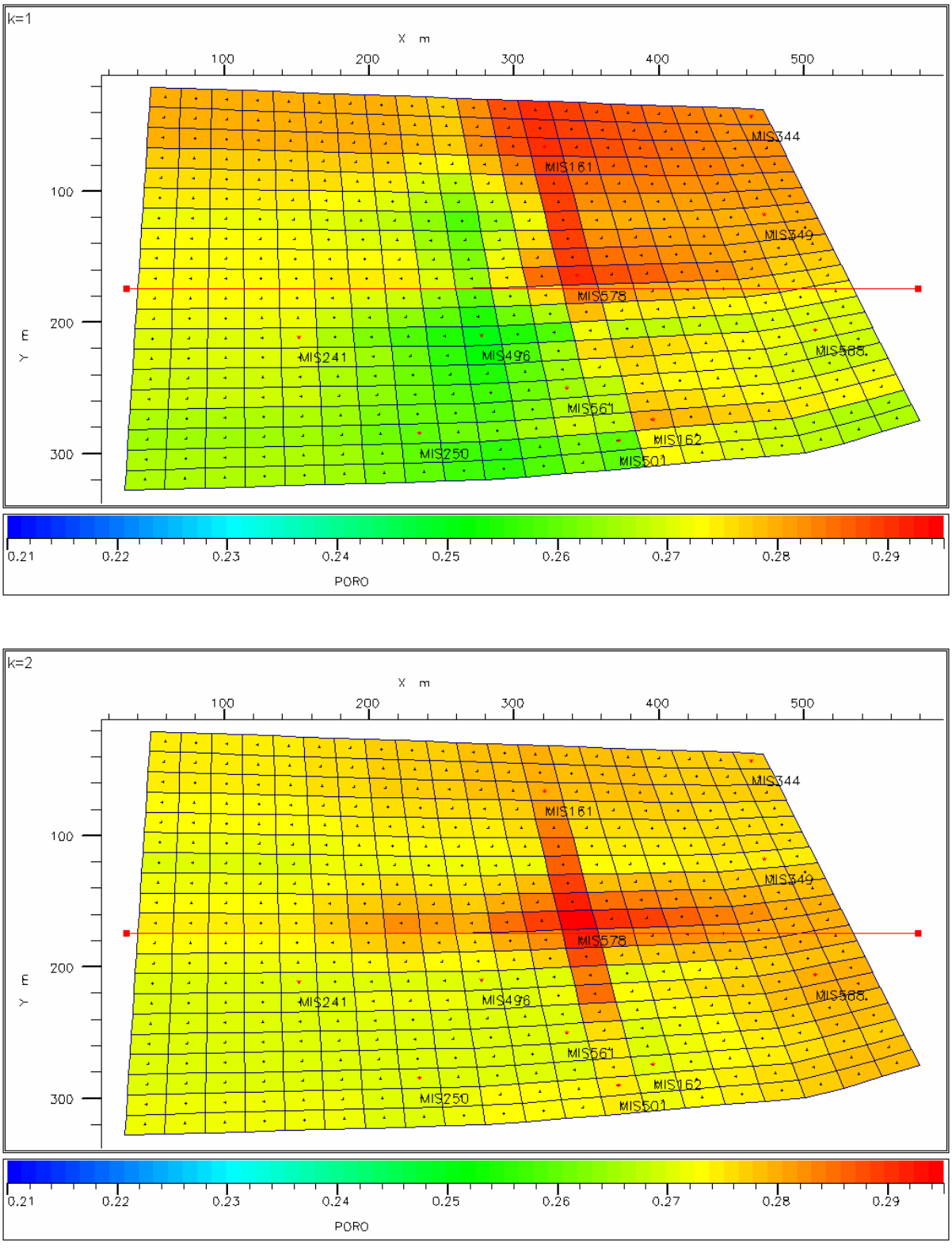


Рис. 4. Карта пористости для пропластков 1 и 2

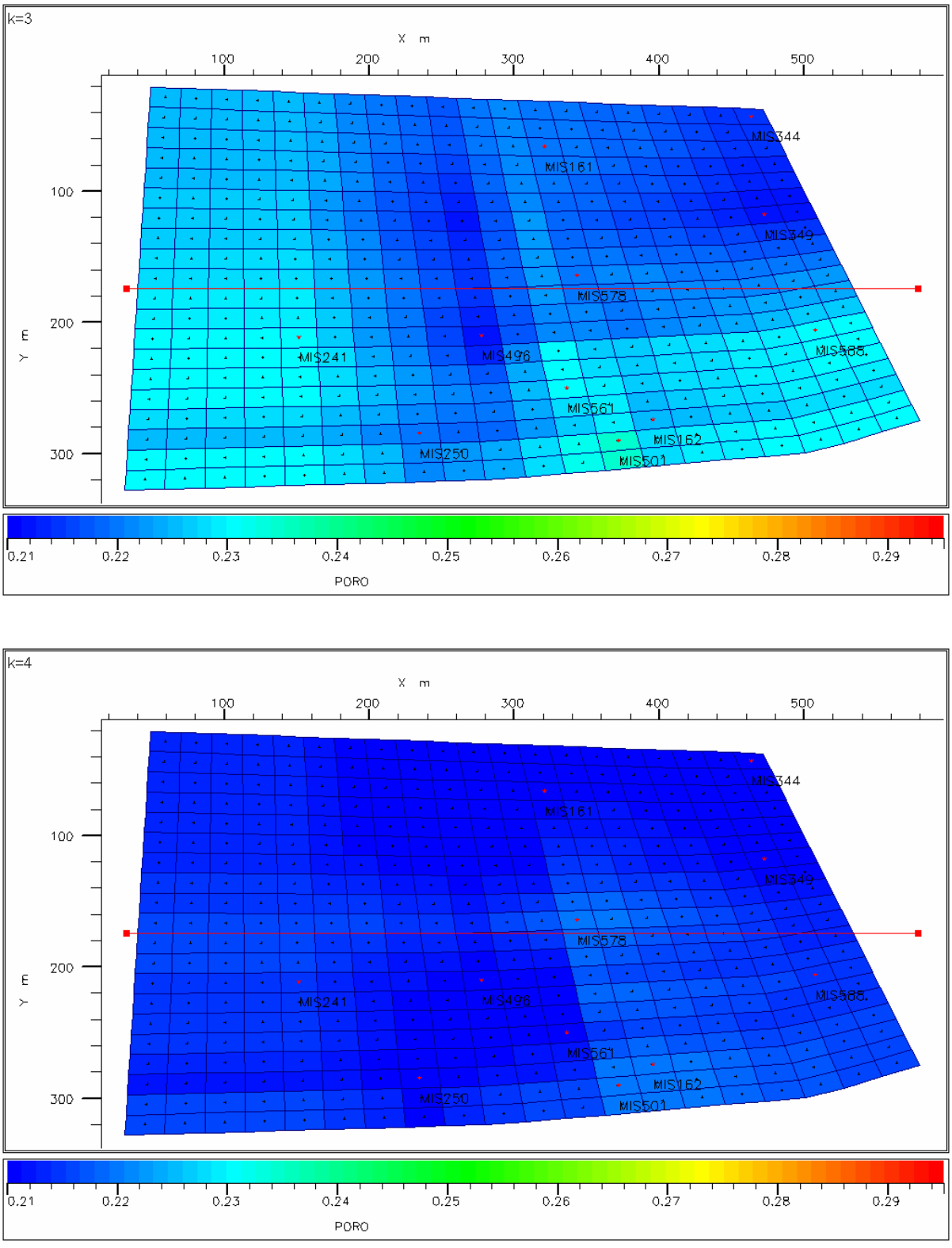


Рис. 5. Карта пористости для пропластков 3 и 4

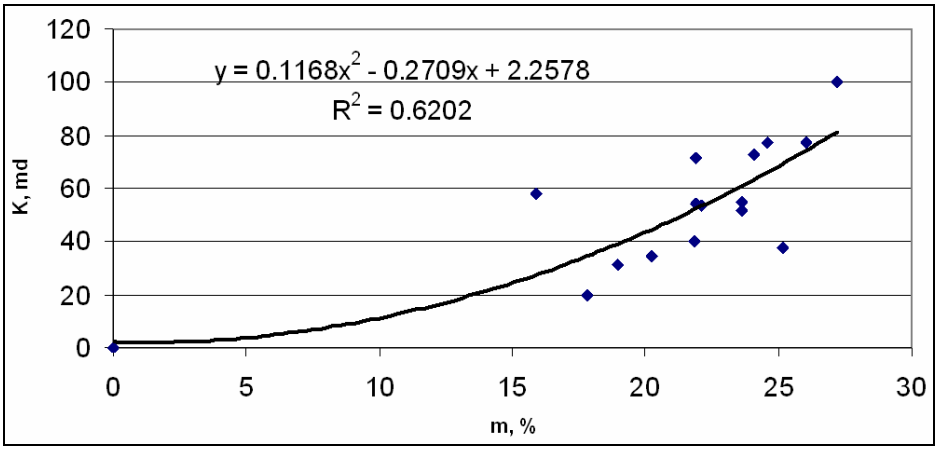
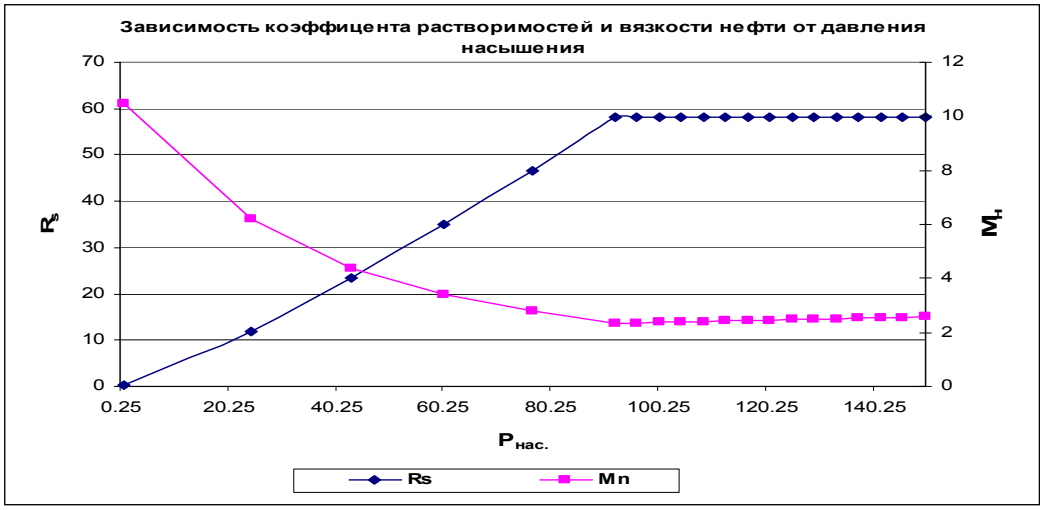


Рис. 6. Зависимость абсолютной проницаемости от пористости на основе анализа керна



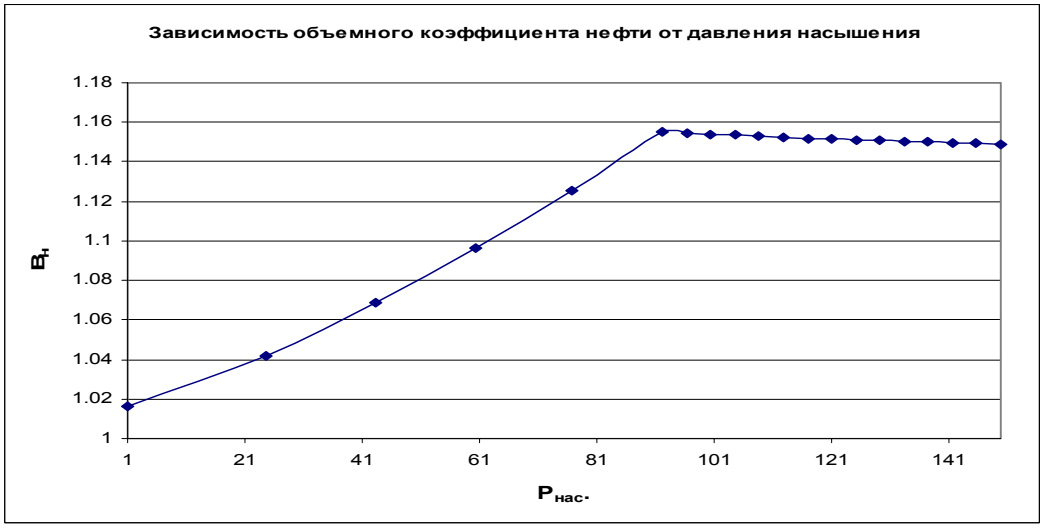


Рис. 7. Данные по PVT

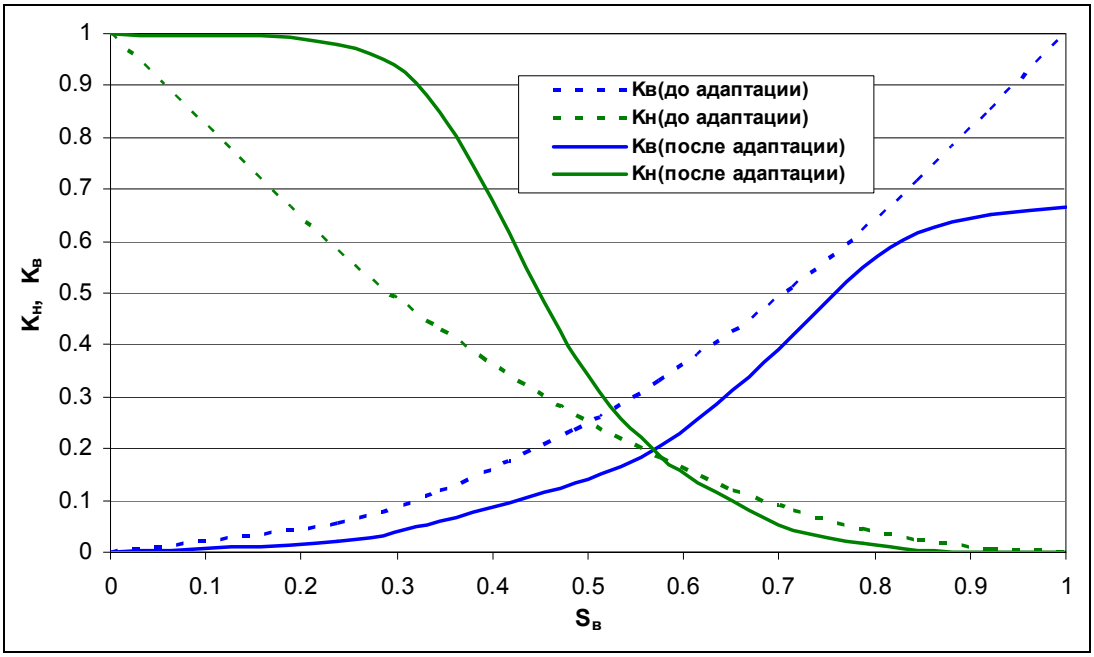


Рис. 8. Относительные фазовые проницаемости для воды и нефти

Далее сопоставляется характер изменения накопленных отборов по отдельным фазам, корректируются PVT свойства, ОФП, если это необходимо. При адаптации модели были использованы данные фактической эксплуатации объекта за 40 лет. Результаты расчетов показаны на рисунках 9 и 10, где даны основные технологические показатели разработки участка по годам в течение периода истории разработки.

На рис. 11 дано сопоставления расчетных и фактических значений средневзвешенных пластовых давлений в процессе разработки. Хорошая согласованность результатов фактических и расчетных значений показателей разработки исходного и адаптированного вариантов позволяет определиться в функциях относительных фазовых проницаемостей, трендовые зависимости которых от водонасыщенности имеют вид (рис 8):

$$f_н(s) = 0{,}9956 + 3{,}4247S_в - 19{,}03S_в^2 + \\ + 24{,}047S_в^3 - 9{,}4354S_в^4$$

$$R^2 = 0{,}9942$$

$$f_в(S) = -3{,}1302S_в + 31{,}965S_в^2 - 117{,}9S_в^3 + \\ + 205{,}32S_в^4 - 165{,}19S_в^5 + 49{,}597S_в^6$$

$$R^2 = 0{,}9994 .$$

Адаптация модели к условиям пласта и истории его разработки производится с помощью минимизируемых критериев качества (Закиров, 1997):

$$J(u^r) = \sum_{j=1}^{N}\Big[(\widetilde{P}_{рас} - \widetilde{P}_{фак})^2 + C_S(S^j_{в\,рас} - S^j_{в\,фак})^2 + \\ + C_k(\widetilde{K}_{рас} - \widetilde{K}_{фак})^2 + C_Ф(\widetilde{Ф}_{рас} - \widetilde{Ф}_{фак})^2 + \\ + C_q(Q_{в\,рас\,r} - Q_{в\,фак})^2\Big] \Rightarrow \min$$

Здесь j – номер замера на скважине;
N – количество проведенных замеров;
$\widetilde{P}_{рас}$ $\widetilde{P}_{фак}$ – среднее расчетное и фактическое пластовые давления в залежи в момент времени t;
$\widetilde{K}_{рас}, \widetilde{K}_{фак}$ – среднее расчетное и фактическое значения коэффициента проницаемости в залежи;

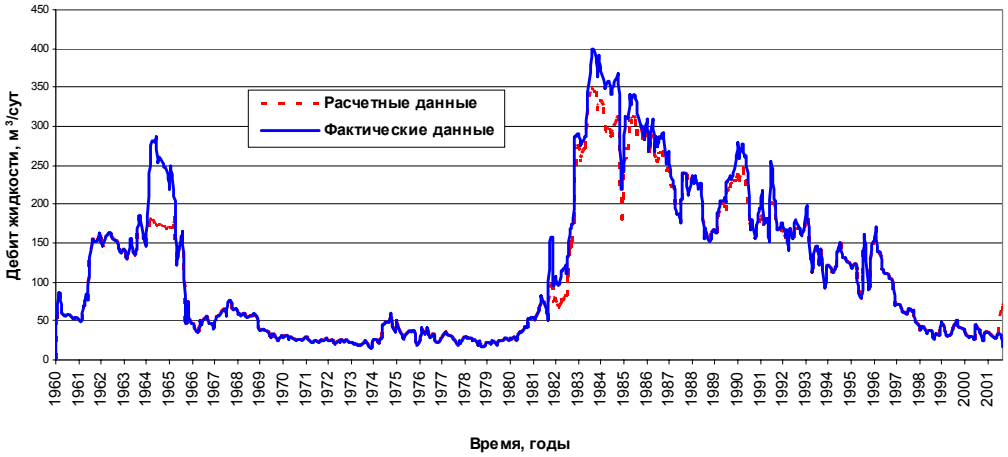


Рис. 9. Сопоставление фактических и расчетных дебитов

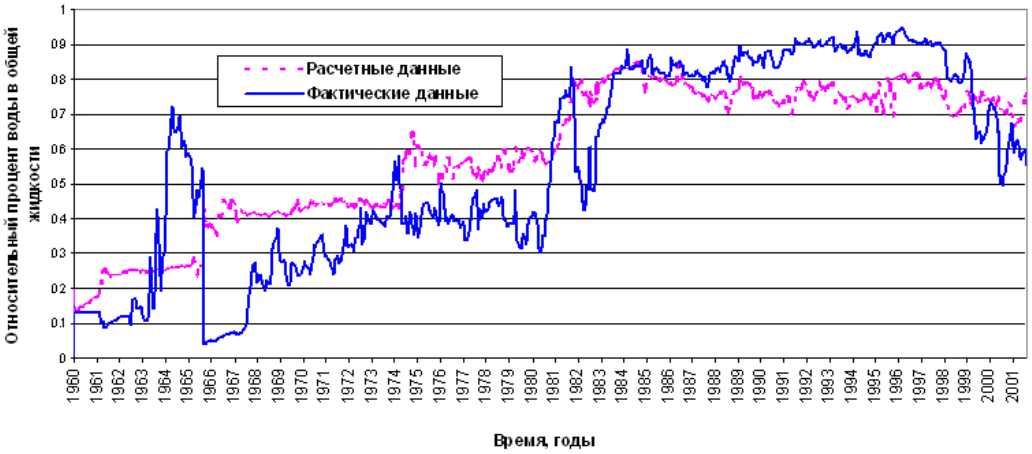


Рис. 10. Изменения относительного процента воды в общей жидкости

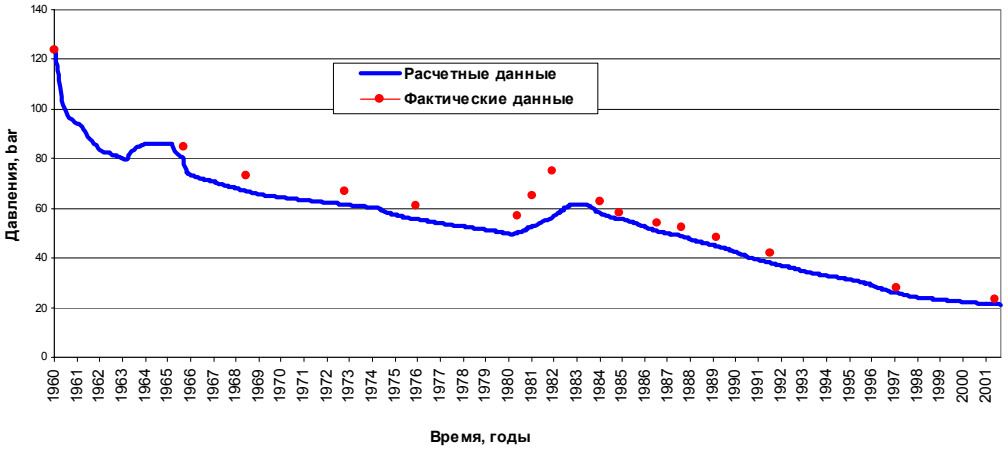


Рис. 11. Сопоставление фактических и расчетных средних пластовых давлений

$\widetilde{\Phi}_{рас}, \widetilde{\Phi}_{фак}$ – среднее расчетное и фактическое значения порового объема;

$S_в^j$, $Q_в^j$ – водонасыщенность призабойной зоны и дебит по воде на момент проведения *j*-го замера на скважине.

Индексы *рас* и *фак* обозначают расчетное и фактическое, $C_к$, $C_ф$, C_s, C_q – нормирующие множители.

Через u^r обозначен вектор управляющих параметров.

В качестве управляющих параметров выступают следующие;

1. Коэффициент пористости пласта;
2. Коэффициент проницаемости пласта;
3. Пороги подвижности для нефти S_H и воды $S_в$;
4. Параметры относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, как коэффициентов нефте-водонасыщенности.

Отметим, что в случаях отсутствия по различным причинам исследований, позволяющих определять текущие параметры по каждому отдельному пласту, предлагается проводить адаптацию истории разработки месторождений для фиктивных параметров, но с относительно коротким временем прогнозирования, обеспечивающим надежную точность.

Таким образом, в условиях неполноты, нечеткости исходной геологической и промысловой информации рассмотренный вариант математического моделирования многофазных фильтрационных процессов в многопластовых месторождениях дает возможность целенаправленно и эффективно уточнять гидродинамические модели, корректировать систему разработки на каждом этапе познания залежи с целью улучшения прогнозирования технико-экономических показателей добычи и повышения коэффициентов углеводородоотдачи пластов.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., ИБРАГИМОВ, Т.М., МАМИЕВ, В.С., ДЖАЛАЛОВ, Г.И. 2000. Об адаптации гидродинамических моделей углеводородных залежей по данным истории разработки. *Изв. АН Азерб. Науки о Земле*, 2, 3 –5.

АБАСОВ, М.Т., ПАЛАТНИК, Б.М., ЗАКИРОВ, И.С. 1990. Идентификация функций относительных фазовых проницаемостей при двухфазной фильтрации. *Доклады Академии Наук СССР, геология*, 312, 4.

АЗИЗ, Х., СЕТТАРИ, Э. 1982. Математическое моделирование пластовых систем. Недра. Москва. 408.

БАБЕ, Г.В., БОНДАРЕВ,А.Ф. и др. 1980. Идентификация моделей гидравлики. Наука. Новосибирск. 159.

БУЛЫГИН, В.Я., БУЛЫГИН, Д.В. 1990. Имитация разработки залежей нефти. Недра. Москва. 224.

ДАХНОВ, В.Н. 1975. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. Недра. Москва. 344.

ЗАКИРОВ С.Н., ВАСИЛЬЕВ, В.И., ГУТНИКОВ, А.И. и др. 1984. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. Недра. Москва. 295.

ЗАКИРОВ, И.С. 1997. Уточнение модели пласта по фактическим данным разработки месторождения. *Геология нефти и газа*, 11, 43-48.

ЗАКИРОВ, Э.С. 2001. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. Москва. 302.

КАНЕВСКАЯ Р.Д. 2002. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва – Ижевск. 139.

КУЛИЕВ А.М., АЛЛАХВЕРДИЕВ В.Н. 1975. Определение параметров пласта по данным неустановившейся фильтрации в нем газированной нефти. *Изв. АН Азерб., сер. Наук и Земле,* 1, 46-51.

МАСКЕТ М. 1953. Физические основы технологии нефти. Гостоптехиздат, Москва. 606.

МИРЗАДЖАНЗАДЕ, АХ., ХАСАНОВ, М.М., БАХТАЗИН, Р.Н. 2004. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. Москва – Ижевск. 367.

ПАЛАТНИК, Б.М., ЗАКИРОВ, И.С. 1990. Идентификация параметров газовых залежей при газовом и водонапорном режимах разработки. ВНИИЭ – газпром. Москва. 37.

ХАЙРУЛЛИН, М.Х. 1996. О решении обратных коэффициентных задач фильтрации многослойных пластов методом регуляризации. *ДАН РАН,* 347, 1, 103-105.

© А.Х.Шахвердиев и др., 2007

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕОГАЗОХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ ИЗВЛЕЧЕНИИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.Х.Шахвердиев[1], И.Э.Мандрик[2], Г.М.Панахов[3], С.И.Бахтияров[4], Э.М.Аббасов[3]

1 – НП ИСИПН РАЕН,
2 – ОАО «ЛУКОЙЛ» (Россия),
3 – ИММ НАН Азербайджана (Азербайджан),
4 – Институт Технологий и Горной Промышленности Нью Мексико (США)

Предлагаемая работа отражает результаты проведенных в последние годы теоретических, экспериментальных и опытно-промышленных работ по воздействию на нефтяную залежь новыми реогазохимическими технологиями, предусматривающими генерацию в пластовых условиях диоксида углерода (CO_2) с целью повышения нефтеотдачи пластов.Приведены результаты экспериментальных исследований, описывающих новый способ внутрипластового образования газожидкостной оторочки в процессе вытеснения остаточных запасов нефти. Предложен методический подход к оценке количественного и качественного влияния технологических особенностей добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на конечный коэффициент извлечения нефти.

Актуальность проблемы

Воздействие на пласт с целью увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) – важнейшего показателя эффективного использования запасов углеводородного сырья, разработки залежей и в целом эффективности деятельности нефтедобывающей отрасли – сложнейшая и насущная задача.

Острота этой отраслевой проблемы состоит в том, что необходимость поддержания высоких темпов отборов нефти при разработке нефтяных месторождений вступает в противоречие с негативными последствиями, сопровождающими этот процесс, – ранним обводнением скважин, падением пластового давления, дегазацией нефти, резким снижением фазовой проницаемости по нефти и увеличением по воде или газу, что в итоге приводит к низкому уровню конечного коэффициента нефтеизвлечения (Абасов и др., 1982).

Предлагаемая статья отражает результаты проведенных в последние годы теоретических, экспериментальных и опытно-промышленных работ по воздействию на нефтяную залежь новыми реогазохимическими технологиями, предусматривающими генерацию в пластовых условиях диоксида углерода (CO_2) с целью повышения нефтеотдачи пластов[1].

В этой связи следует отметить, что проекты с использованием методов CO_2-заводнения основаны на широком внедрении технологий повышения нефтеотдачи пластов и с успехом используются для доизвлечения остаточных и трудноизвлекаемых запасов нефти (Gaspar et al., 2004; Tzimas et al., 2005; IEA Greenhouse..., 2000; Diaz et al., 1996; Ross et al., 1981; Winter, Bergman, 1993; Schulte, 2004; Сургучев, 1985; Балинт и др., 1977; Руководство по…, 1978). В настоящее время в мировой нефтедобывающей практике насчитывается 79 активных проектов с применением CO_2-технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) (Tzimas et al., 2005).

В ходе реализации проектов добыто в общей сложности приблизительно 230000 баррелей нефти в день, что составляет приблизительно 0.3 % мировой добычи нефти.

Очевидно, что США являются ведущей страной по применению метода, охватывая 94% добычи нефти с использованием CO_2-ПНП технологий (рис. 1).

[1] Целый ряд экспериментальных исследований осуществлен при финансовой поддержке Департамента Энергетики США (US DOE) – научный грант DE-FC26-05NT15478.

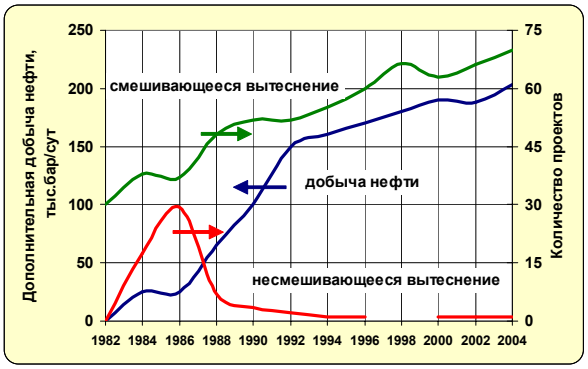


Рис. 1. Эволюция реализации проектов и динамика добычи нефти за счет применения закачки CO_2 в США[1]

Несмотря на значительный потенциал в повышении нефтеотдачи, CO_2-ПНП технологии на сегодняшний день все же не нашли широкого применения на месторождениях нефтедобывающих стран Европы и России. Развертыванию таких проектов препятствуют главным образом нехватка промышленных запасов CO_2 и слабые экономические стимулы внедрения новых методов. Технические требования, таким образом, оказываются далеко не главным препятствием при реализации проектов, однако и они имеют важное значение.

Резюмируя накопленный опыт технологий повышения нефтеотдачи с использованием диоксида углерода, можно четко выделить основные барьеры и ограничения на пути широкого применения CO_2-ПНП технологий (Сургучев, 1985; Степанова, 2006; Панахов, 1996):

Технические проблемы

- Неблагоприятные геологические условия многих месторождений, что может быть причиной низких коэффициентов извлечения нефти. Это требует детального геолого-гидродинамического моделирования пласта перед реализацией проекта;
- Неясные механизмы физико-химического взаимодействия между CO_2 и флюидонасыщенной залежью;
- Недостаточные запасы диоксида углерода в условиях отсутствия естественных месторождений CO_2;
- Сложность операционных условий на оффшорных месторождениях, связанных с расположением нагнетательных и добывающих скважин на нефтедобывающих морских платформах;
- Коррозия внутрискважинного оборудования, не спроектированного изначально для закачки CO_2;

Экономические проблемы

- Высокие операционные расходы, связанные с приобретением значительных объемов диоксида углерода;
- Высокие капитальные затраты на модификацию существующей инфраструктуры и установку дополнительного оборудования;
- Капитальные и операционные затраты для построения и эксплуатации сети газопроводов;
- Отсутствие финансовых инвестиций для захоронения CO_2.

Таким образом, модификации CO_2-ПНП технологий, применяемых в промышленных масштабах, представляют собой:

- непрерывное вытеснение нефти углекислым газом в больших объемах;
- вытеснение нефти карбонизированной водой;
- вытеснение нефти оторочками на основе углекислого газа, закачиваемого из наземных коммуникаций;
- вытеснение нефти газожидкостными оторочками на основе углекислого газа, генерируемого в пластовых условиях.

В контексте рассмотренных вариантов использования генерируемого в пластовых условиях диоксида углерода в проектах повышения нефтеотдачи пластов последний из вышеприведенных методов является новой модификацией CO_2-ПНП технологий. Следует отметить, что предпосылками использования закачки CO_2 в качестве вытесняющего агента являются следующие физико-химические эффекты:

- при растворении в воде 5-10% CO_2 наблюдается увеличение вязкости жидкости на 20-30% и уменьшение параметра подвижности в 2-3 раза (Tucker, 1999; Tucker, Maddox, 1998; Жузе, 1981);

[1] Drilling and Production, Special Report Enhanced Oil Recovery Survey, Oil and Gas Journal, April 2004.

– при растворении в нефти CO_2 наблюдается снижение вязкости нефти в 1,5-2,5 раза и увеличение нефтеотдачи на 10-15% (Tucker, 1999; Tucker, Maddox, 1998; Жузе, 1981);
– растворение в нефти углекислого газа ведет к увеличению объема нефти и доотмыву остаточных углеводородов.

Актуальность создания новой технологии, исключающей негативные последствия, наблюдаемые при закачке CO_2 из наземных коммуникаций, очевидна. Также очевидно, что наиболее эффективным методом воздействия на пласт является процесс генерации диоксида углерода в пластовых условиях в результате термохимической реакции предварительно закачанных в пласт водных растворов газообразующего и газовыделяющего агентов. При этом исключается закачка углекислого газа с устья скважины, использование наземных коммуникаций и специального оборудования, что позволяет исключить многие негативные последствия традиционных «CO_2-технологий».

Лабораторные исследования внутрипластовой генерации диоксида углерода

В проведенной в ячейке PVT серии лабораторных экспериментов был исследован процесс генерации диоксида углерода CO_2 при стехиометрической реакции различных по составу газообразующих и газовыделяющих водных растворов и показано, что характер процесса находится в прямой зависимости от физико-химических характеристик водной среды (Шахвердиев и др., 2002; 2006; Шахвердиев, Панахов, 2005; Shakhverdiev, Panakhov, 2000).

В опытах использовались водные растворы солей карбонатов, приготовленные на дистиллированной, пресной и пластовой водах.

Проведенные исследования показали, что при том, что во всех экспериментах рост давления в реакционной среде происходит до некоторого установившегося значения P_{max}, наблюдается различие в темпах изменения давления в ходе стехиометрической реакции реагирующих растворов в зависимости от типа водной фазы.

Темп изменения давления dP/dt при реакции реагирующих растворов в объемном соотношении, равном 10 мл, составил 180 Па/мин. для дистиллированной воды, 212 Па/мин в случае использования в качестве водной основы пресной воды и 638 Па/мин. – в экспериментах с пластовой водой (рис. 2).

Растворимость выделяющегося в процессе внутрипластовой реакции диоксида углерода в пластовой воде имеет значительно меньшие величины, чем в пресной, используемой в качестве водной основы газовыделяющего агента. Учитывая низкую растворимость газа, часть CO_2 находится в свободной фазе, и этот «избыток», растворяясь в нефти, изменяет соотношение вязкостей вытесняющих и вытесняемых флюидов и тем самым способствует лучшему охвату застойных областей нефтенасыщенного коллектора.

Эти результаты хорошо согласуются с предположениями Ентова, Зазовского (1989). При идентичных термодинамических условиях быстрое выделение CO_2 в зоне контакта с пластовыми минерализованными водами также изменяет объемный расход при течении оторочки и приводит к существенной перестройке распределения насыщенностей воды и нефти в зоне вытеснения.

На следующем этапе исследований изучалась реакция газовыделяющих агентов в присутствии пористой среды (составленной из 95% кварцевого песка и 5% монтмориллонитовой глины). Здесь обнаруживается несколько отличный от предыдущего опыта эффект – давление в начальный момент растет до некоторого экстремального значения, а затем уменьшается. Присутствие в реакционной среде пористой структуры влияет на динамику изменения давления в процессе стехиометрической реакции. Связь между давлением и газовыделением носит существенно неравновесный характер, поскольку изменение давления приводит к медленным процессам выделения газа в виде зародышей пузырьков и их растворения после реакции (рис. 3, кривые 1, 2). В отличие от этого при наличии породы в реакционной среде газовыделяющего раствора, водной фазой которого является пластовая вода, динамика давления имеет монотонный характер (рис. 3, кривая 3).

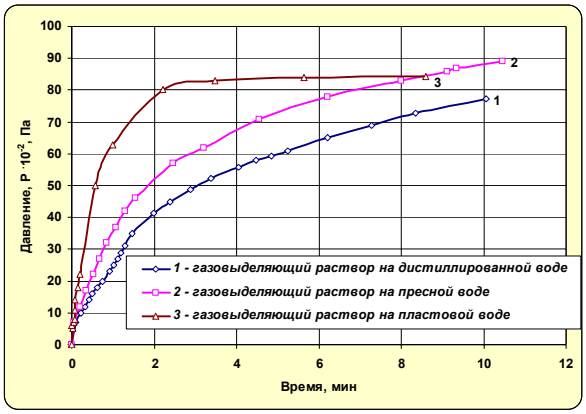


Рис. 2. Изменение давления в экспериментах по генерированию двуокиси углерода в реакции водных растворов реагентов, затворенных на дистиллированной, пресной и пластовой водах

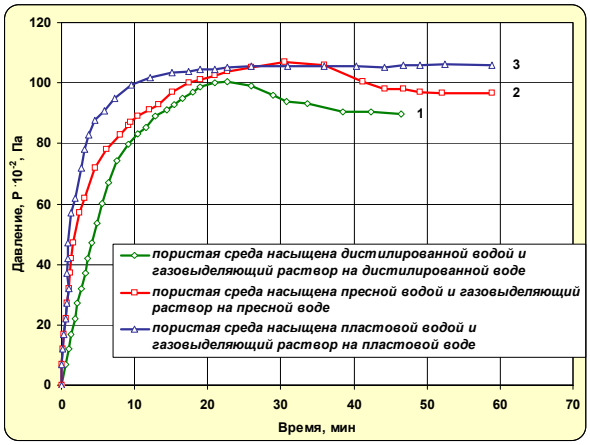


Рис. 3. Изменение давления в экспериментах по генерированию двуокиси углерода в водонасыщенных пористых средах (тип воды - дистиллированная, пресная и пластовая)

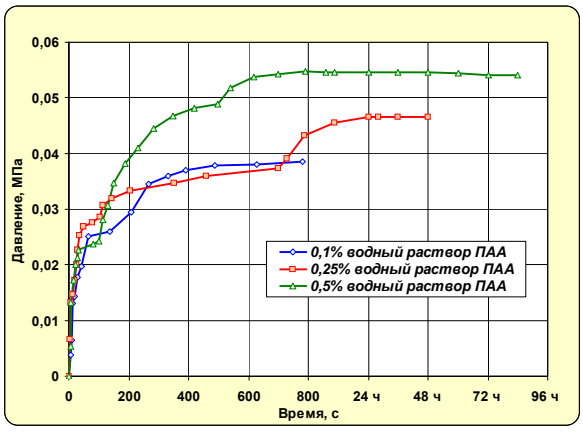


Рис. 4. Генерация двуокиси углерода в водном растворе полиакриламида различной концентрации

Далее в исследованиях рассмотрен процесс вытеснения нефти газожидкостной оторочкой на основе генерируемого диоксида углерода.

Для предотвращения прорыва генерируемого газа по высокопроницаемым пропласткам предлагаемой технологией предусматривается создание пенного блокирующего барьера. В экспериментах изучалась самогенерирующаяся пенная система, в которой в качестве пенообразующего агента использовался полиакриламид (ПАА), приготовленный на водном растворе кальцинированной соды, предварительно закачиваемой в модель пористой среды.

Как видно из кривых зависимостей, характер изменения давления зависит от концентрации полимерной добавки и, как следствие, от вязкости водного раствора (рис. 4). Генерация CO_2 в полимерном растворе носит ступенчатый характер и определяется изменением вязкости флюида, при этом увеличение концентрации полимера в водном растворе интенсифицирует процесс газовыделения.

На рис. 5 приведены результаты экспериментов по оценке вытесняющих свойств газожидкостной оторочки. Опыты проводились при T=310К на слоисто-неоднородной модели пористой среды. Пористая среда состояла из смеси кварцевого песка (90%) и монтмориллонитовой глины (10%), в качестве модели нефти служило трансформаторное масло. Фоновая серия опытов заключалась в вытеснении масла водой до достижения предельного значения коэффициента вытеснения, равного 0.53. В последующем в модели генерировалась оторочка псевдогазожидкостной системы, и производилось довытеснение углеводородной жидкости, при этом было достигнуто повышение коэффициента вытеснения до значения 0.61. На третьем этапе моделировался процесс доотмыва флюидов с созданием пенного барьера, что позволило увеличить коэффициент вытеснения до 0.65.

Результаты исследований, приведенные на рис. 5**,** показывают, что вытеснение нефти оторочкой псевдокипящей газожидкостной системы (ОПГС) позволяет существенно, до 20%, увеличить коэффициент вытеснения по сравнению с известными методами (1 – вода, 2 – довытеснение оторочкой ПГС, 3 – доотмыв с созданием пенного блокирующего барьера+ПГС).

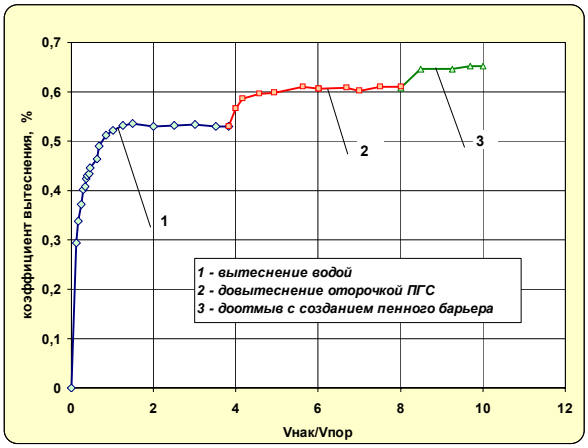


Рис. 5. Результаты экспериментальных исследований вытеснения нефти оторочкой ПГС

В ходе воздействия на пласт ОПГС эффекты и технологические преимущества достигаются за счет:

- значительного дополнительного сопротивления потоку закачиваемой воды за счет создания устойчивого пенного барьера в высокообводненных зонах пласта;
- экстракции углеводородных компонентов с поверхности поровых каналов при определенных термобарических условиях, соответствующих «сверхкритическому состоянию CO_2»;
- растворения генерируемой в пластовых условиях двуокиси углерода, в результате объемного эффекта увеличивается охват залежи вытеснением и обеспечивается повышение коэффициента нефтеизвлечения;
- сегрегации газа в кровельную часть пласта в силу плотностной разницы.

При этом метод воздействия обладает рядом преимуществ, выгодно отличающих его от традиционных технологий с использованием газовых оторочек:

- рентабельность технологии, определяемая внутрипластовыми условиями генерирования CO_2 и создания газожидкостной оторочки;
- технологичность, определяемая отсутствием необходимости в поиске источника CO_2 и строительстве газопроводов;
- возможность проведения операций в труднодоступных зонах, нефтегазоносных регионах с осложненными климатическими условиями;
- отсутствие необходимости возведения дополнительных коммуникаций и энергообеспечения для закачки CO_2 с поверхности.

Оценка эффективности опытно-промышленного внедрения технологии ОПГС

Опытно-промышленные работы велись в рамках инновационно-инвестиционного проекта на участках пластов $АБ_{1-3}$, $АБ_{4-5}$ и $БВ_8$ Самотлорского месторождения в 1999-2002 гг.; на Ново-Покурском месторождении (пласты ЮВ(1) и ЮВ(2)); а также в рамках международного контракта с американской инвестиционной компанией GC&C на месторождениях китайской нефтедобывающей компании Чжуньюань. Пилотные испытания нового способа генерации диоксида углерода были проведены также на нефтяном месторождении Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики (ГНКАР).

Мультиэффективность технологии ОПГС приводит к изменению ряда показателей процесса фильтрации, в частности коэффициента вытеснения нефти или фазовой проницаемости нефти и воды.

Изменения происходят за счет роста объемного коэффициента $B_Н$, который представляет отношение объема нефти в пластовых условиях $Q_н$ к объему нефти в стандартных условиях $Q_{н.с.}$. Известно несколько алгоритмов расчета коэффициента вытеснения нефти водой в присутствии углекислого газа (Сургучев, 1985; Балинт и др., 1977).

Как известно, изменение объема нефти (набухание нефти) до и после растворения в ней двуокиси углерода представляется как:

$$B_н = \frac{Q_н}{Q_{н.с}};\ B_о = \frac{Q_о}{Q_{о.с}}. \qquad (1)$$

Из соотношения (1) определяем объемы начальной $Q_{н.с.}$ и остаточной $Q_{о.с.}$ нефти в стандартных условиях, соответственно:

$$Q_{н.с} = \frac{Q_Н}{B_Н};\ Q_{о.с} = \frac{Q_о}{B_о}. \qquad (2)$$

Объемы начальной и остаточной нефти в пластовых условиях равны:

$$Q_H = \sigma_H \cdot V_{охв};\ Q_o = \sigma_o \cdot V_{охв}, \qquad (3)$$

где σ_H и σ_o – соответственно начальная и остаточная нефтенасыщенность.

Подставив (3) в (2) для стандартных условий получим:

$$Q_{н.с} = \frac{\sigma_H \cdot V_{охв}}{B_H};\ Q_{о.с} = \frac{\sigma_o \cdot V_{охв}}{B_o}. \qquad (4)$$

Накопленная нефть Q из охваченного фильтрацией объема $V_{охв}$ для стандартных условий составляет:

$$Q = Q_{н.с} - Q_o = \frac{\sigma_H \cdot V_{охв}}{B_H} - \frac{\sigma_o \cdot V_{охв}}{B_o} = V_{охв} \cdot \left(\frac{\sigma_H}{B_H} - \frac{\sigma_o}{B_o} \right). \qquad (5)$$

Разделив (5) на общий поровый объем залежи V_n, получим коэффициент извлечения нефти за счет ОПГС при заводнении:

$$\eta_+ = \frac{V_{охв}}{V_n} \cdot \frac{\left(\frac{\sigma_H}{B_н} - \frac{\sigma_o}{B_o} \right)}{\frac{\sigma_н}{B_н}} = \eta_o \cdot \left(1 - \frac{\sigma_o \cdot B_н}{\sigma_н \cdot B_o} \right) = \eta_o \cdot \eta_{1+},$$

$$\eta_o = \frac{V_{охв}}{V_n}, \qquad (6)$$

где η_+ – коэффициент извлечения нефти оторочкой ПГС при заводнении;

η_{1+} – коэффициент вытеснения нефти оторочкой ПГС при заводнении;

η_0 – коэффициент охвата вытеснением нефти оторочкой ПГС при заводнении.

При вытеснении нефти исключительно водой коэффициент вытеснения рассчитывается как:

$$\eta_1 = \frac{\sigma_H - \sigma_o}{\sigma_H}. \qquad (7)$$

Преобразуя формулу (6) с учетом (7), получим:

$$\eta_+ = \eta_o \cdot \left(1 - \frac{\sigma_н - (\sigma_н - \sigma_o)}{\sigma_н} \cdot \frac{B_н}{B_o} \right) = \eta_o \cdot \left(1 - (1 - \eta_1) \cdot \frac{B_н}{B_o} \right). \qquad (8)$$

Таким образом, коэффициент вытеснения нефти с применением технологии ОПГС при заводнении соответственно равен:

$$\eta_{1+} = \left(1 - (1 - \eta_1) \cdot \frac{B_H}{B_o} \right). \qquad (9)$$

В этом случае прирост коэффициента вытеснения нефти составит:

$$\Delta\eta_{1+} = \left(1 - (1 - \eta_1) \cdot \frac{B_H}{B_o} \right) - \eta_1 = (1 - \eta_1) \cdot \left(1 - \frac{B_H}{B_o} \right), \qquad (10)$$

$\Delta\eta_{1+}$ - прирост коэффициента вытеснения за счет применения технологии ОПГС.

Алгоритм расчета коэффициента охвата фильтрацией при реализации технологии ОПГС.

Целый ряд работ посвящен анализу влияния показателей разработки на коэффициент извлечения нефти (Абасов, Закиров, 2005). Впервые расчетная формула для коэффициента извлечения нефти с использованием коэффициентов-сомножителей была предложена в работе (Крылов, Ковалев, 1959):

$$\eta_к = \eta_1 \cdot \eta_2, \qquad (11)$$

где $\eta_к$ - коэффициент извлечения нефти при заводнении;

η_1 - коэффициент вытеснения нефти водой;

η_2 - коэффициент охвата вытеснением нефти водой.

Если за основу принять исключительно процесс вытеснения нефти водой, как составную часть в целом процесса фильтрации, то формула (11) достаточно корректно оценивает

КИН, полученный за счет естественных и/или искусственных режимов заводнения.

Любая расширительная трактовка формулы (11) и требование универсальности приводит к ее корректировке с введением дополнительных коэффициентов-сомножителей. Известно, что коэффициент извлечения нефти рассчитывается как отношение накопленного отбора нефти, полученного из 3D фильтрационной модели, к балансовым запасам нефти. При этом очевидно, что установленный расчетным путем накопленный отбор нефти, характеризует в целом потенциал всего процесса фильтрации и в частности – вытеснения нефти водой. Следовательно, этот посыл касается и коэффициента извлечения нефти. Таким образом, коэффициент охвата вытеснением не всегда равен коэффициенту охвата фильтрацией:

$$\eta_к = \eta_1 \cdot \eta_2 \neq \eta_ф$$
$$\eta_ф > \eta_1 \cdot \eta_2 \text{, т.к. } \eta_ф > \eta_к . \qquad (12)$$

Уравнять формулу (12) не удается, так как общий накопленный отбор нефти, как правило, существенно больше той части накопленного отбора нефти, которая получена исключительно за счет вытеснения нефти водой.

В работе (Борисов и др., 1976) авторы для корректировки η предложили оценивать КИН произведением трех коэффициентов-сомножителей, включая коэффициент охвата заводнением η_3:

$$\eta = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 . \qquad (13)$$

Необходимость появления этого коэффициента формально обосновывалась тем соображением, что для получения текущего значения КИН необходимо в формуле (11) ввести дополнительный коэффициент охвата заводнением, который характеризует потери нефти, обусловленные неоднородностью пласта, реологией флюидов, а также рентабельной добычей нефти при предельной обводненности ниже или существенно ниже 100%. Все коэффициенты-сомножители в формулах (11) - (13) требуют определенных уточнений. Коэффициент вытеснения нефти водой указывает на потенциальную возможность воды вытеснять нефть в предполагаемых пластовых условиях, которые пытаются искусственно воспроизвести в лабораторных экспериментах. Поскольку всего разнообразия пластовых условий в физических экспериментах создать невозможно, коэффициент вытеснения, полученный из экспериментальных исследований, будет выше, чем тот, который наблюдается в реальных пластовых условиях.

Поэтому так важно проведение большого числа лабораторных исследований в условиях максимального приближения к пластовым и с различными агентами вытеснения.

Следует отметить, что основная задача в обеспечении полноценного охвата при добыче нефти заключается в повсеместной организации процесса фильтрации оптимальным количеством скважин, а не только охвата вытеснением нефти водой. Во вторую очередь требуется обеспечение наиболее качественного вытеснения нефти водой, газом, газированной водой, водными растворами химреагентов, способных на эффективное вытеснение. В этом случае коэффициент охвата вытеснением приобретает более широкое толкование и представляет собой коэффициент охвата фильтрацией.

При этом коэффициент охвата фильтрацией представляет отношение нефтенасыщенного объема порового пространства, охваченного процессом фильтрации, к общему объему нефтенасыщенного порового пространства. Под нефтенасыщенным объемом порового пространства, охваченного процессом фильтрации, подразумевается любой нефтенасыщенный объем порового пространства, в котором происходит фильтрация флюидов к добывающим скважинам при любом естественном и/или искусственном режиме пласта.

К примеру, при режиме растворенного газа вначале движение флюидов обеспечивается энергией упругого расширения нефти и газа, и в данном случае о вытеснении нефти водой, а также охвате заводнением речь не идет. Однако при расчетах накопленная нефть, добытая за счет режима растворенного газа, приписывается к накопленной нефти, добытой за счет вытеснения нефти водой, которое обычно организовывается после того, как предыдущий режим пласта исчерпает свои возможности.

Чаще встречаются смешанные режимы, для которых оценка и прогноз коэффициента нефтеизвлечения остаются актуальной проблемой.

Таким образом, известно, что начальные объемы, или балансовые запасы нефти Q_H, в пластовых условиях состоят из извлекаемой (накопленной) Q и остаточной Q_O к концу разработки частей нефти:

$$Q = Q_н - Q_о . \qquad (14)$$

При этом накопленная нефть Q состоит из нефти, добытой за счет фильтрации при естественном режиме до заводнения Q_E, за счет вытеснения нефти при естественном и/или искусственном заводнении Q_K, и, наконец, за счет применения новых технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и интенсификации добычи нефти (ИДН) и в целом различных геолого-технических мероприятий (ГТМ) Q_T, что можно выразить равенством:

$$Q = Q_E + Q_к + Q_T . \qquad (15)$$

Разделив каждую составляющую (15) на геологические (балансовые) запасы нефти $Q_н$, получим конечный коэффициент извлечения нефти:

$$\eta = \eta_E + \eta_K + \eta_T , \qquad (16)$$

где η – конечный коэффициент извлечения нефти, рассчитываемый посредством 3D фильтрационной модели в целях проектирования; η_E – составляющая КИН, характеризующая процесс фильтрации при естественном режиме до начала вытеснения нефти водой; η_K – составляющая КИН, характеризующая процесс вытеснения нефти водой при естественном и/или искусственном заводнении пласта; η_T – составляющая КИН, характеризующая процесс добычи нефти за счет применения новых технологий ПНП и ИДН и в целом различных ГТМ.

Из формулы (11) и (16) для коэффициента охвата вытеснением получим:

$$\eta_2 = \frac{\eta - \eta_E - \eta_T}{\eta_1} . \qquad (17)$$

В этом случае коэффициент охвата фильтрацией $\eta_Ф$ рассчитывается как:

$$\eta_Ф = \frac{\eta_E + \eta_K + \eta_T}{\eta_{1+}} . \qquad (18)$$

Все составляющие формул (16) – (18) определяются традиционно известными методами. Определенные особенности имеет расчет коэффициента η_T, поскольку это сопряжено с множеством технологий и их влиянием на конечный результат.

Пример промысловой реализации технологии ОПГС

Таким образом, объемные коэффициенты до насыщения пластовой нефти диоксидом углерода и после насыщения составляют соответственно B_H = 1.05 и B_O = 1.22.

В свою очередь составляющие КИН η_E , η_K , η_T определяются из (16) – (18).

Согласно условиям задачи коэффициент извлечения нефти при естественном режиме растворенного газа составил:

$$\eta_E = \frac{Q_E}{Q_Б} = \frac{240000}{1900000} = 0{,}126 .$$

После ввода системы поддержания пластового давления коэффициент извлечения нефти при искусственном заводнении составил:

$$\eta_K = \frac{Q_K}{Q_Б} = \frac{495000}{1900000} = 0{,}261 ,$$

$$\eta_E = \frac{\eta_к}{\eta_1} = \frac{0{,}261}{0{,}58} = 0{,}45 .$$

Из (16) определим коэффициент извлечения нефти за счет технологии ОПГС

$$\eta_T = \eta - \eta_E - \eta_K = 0{,}52 - 0{,}126 - 0{,}261 = 0{,}133 .$$

В этом случае накопленная добыча нефти за счет технологии ОПГС составит

$$Q_T = \eta_T \cdot Q_Б = 0{,}133 \cdot 1900000 = 252700\ т .$$

Из формулы (8) и (10) определим коэффициент прироста вытеснения при технологии ОПГС:

$$\eta_{1+} = \left[1-(1-\eta_1)\frac{B_H}{B_O}\right] = \left[1-(1-0{,}58)\frac{1{,}05}{1{,}22}\right] = 0{,}639$$

$$\Delta\eta_{1+} = (1-\eta_1)\cdot\left(1-\frac{B_H}{B_O}\right) =$$

$$= (1-0{,}58)\cdot\left(1-\frac{1{,}05}{1{,}22}\right) = 0{,}059.$$

Таким образом, после применения технологии ОПГС прирост коэффициента вытеснения составил 5,9%.

При этом в целом коэффициент охвата фильтрацией после применения ОПГС составляет:

$$\eta_{\Phi} = \frac{\eta_E + \eta_K + \eta_T}{\eta_{1+}} = \frac{0{,}126 + 0{,}261 + 0{,}133}{0{,}639} =$$

$$= \frac{0{,}52}{0{,}639} = 0{,}814$$

.

Как правило, в проектных документах представляется конечный КИН и его составляющие – коэффициент вытеснения нефти водой и коэффициент охвата вытеснением без учета вклада η_E *и* η_T, что приводит к завышению значения коэффициента охвата вытеснением. Если следовать этой логике, то в данном примере коэффициенту охвата вытеснением, без учета вышеуказанных η_E *и* η_T составляющему $\eta_2 = 0{,}45$, пришлось бы присвоить значение $\eta_2 = 0{,}814$, что существенно выше его реального значения. Это не позволило бы достоверно оценить эффективность технологии воздействия на залежь и в свою очередь регулировать технологические показатели процесса разработки залежи, а главное – не удалось бы выявить необходимости применения третичного метода ПНП.

Заключение

Экспериментально показано, что процесс внутрипластового газообразования диоксида углерода за счет термохимической реакции сопровождается изменением термодинамического состояния пластовой системы и, как следствие, восполнением упругой энергии пласта, что обеспечивает качественное вытеснение углеводородов и охват пласта воздействием.

Итогом осуществленного комплекса лабораторных и промысловых работ явилась разработка системного подхода к подбору, технико-экономическому обоснованию и реализации новых технологий повышения нефтеотдачи пластов на основе внутрипластовой генерации диоксида углерода.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., ЗАКИРОВ, С.Н. 2005. Влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу. *Нефтяное хозяйство*, 9, 90 – 92.

АБАСОВ, М.Т., ТАИРОВ, Н.Д., ВЕЗИРОВ, Д.Ш., МУСАЕВ, Р.А. 1982. Исследования в области новых методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. *Известия АН Азербайджана, серия наук о Земле* , 6, 93 – 102.

БАЛИНТ, В., БАН, А., ДОЛЕШАЛ, Ш. и др. 1977. Применение углекислого газа в добыче нефти. Недра. Москва. 240.

БОРИСОВ, Ю.П., РЯБИНИНА, З.К. ВОИНОВ, В.В. 1976. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. Недра. Москва. 285.

ЕНТОВ, В.М., ЗАЗОВСКИЙ, А.Ф. 1989. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи. Недра. Москва. 232.

ЖУЗЕ, Т.П. 1981. Роль сжатых газов как растворителей. Недра. Москва. 165.

КРЫЛОВ, А.П., КОВАЛЕВ, А.Г. 1959. О влиянии плотности сетки скважин на нефтеотдачу пласта. *Известия АН СССР, Металлургия и топливо,* 3, 152-157.

ПАНАХОВ, Г.М. 1996. Разработка и внедрение новых композитных систем в нефтегазодобыче. Автореферат дис. на соиск. уч. степ. д.т.н. Баку. 42.

Руководство по проектированию и применению метода заводнения с CO_2. 1978. РД 39-3-69-78. Уфа. 184.

СТЕПАНОВА, Г.С. 2006. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. Газойл пресс. 200.

СУРГУЧЕВ, М.Л. 1985. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. Недра. Москва. 308.

СУРГУЧЕВ, М.Л. 1985. О влиянии объемных эффектов на увеличение нефтеотдачи пластов при применении двуокиси углерода. *Тр. ВНИИ*, 92, 167-175.

ШАХВЕРДИЕВ, А.Х, ПАНАХОВ, Г.М. 2005. Способ разработки нефтяной залежи. Федеральная Служба по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам РФ. Патент Российской Федерации № 2244110. 6.

ШАХВЕРДИЕВ, А.Х., ПАНАХОВ, Г.М., АББАСОВ, Э.М. 2002. Синергетические эффекты при систем-

ном воздействии на залежь термо-реохимическими технологиями. *Нефтяное хозяйство*, 11, 61-65.

ШАХВЕРДИЕВ, А.Х., ПАНАХОВ, Г.М., АББАСОВ, Э.М., МАНДРИК, И.Э., БАХТИЯРОВ, С.И. 2006. Интегративная эффективность воздействия на пласт при внутрипластовой генерации газа. *Нефтяное хозяйство*, 11, 76 – 78.

DIAZ, D., BASSIUNI, Z., KIMBRELL, W. AND WOLCOTT, J. 1996. Screening criteria for application of carbon dioxide miscible displacement in water flood reservoirs containing light oil. SPE Paper 35431, presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, 21-24 April.

GASPAR, A.T. F. S., LIMA, G. A. C., SUSLICK, S.B. 2004. CO_2 capture and storage in mature oil reservoir: Physical description, EOR and economic valuation of a case of a Brazilian mature field. State University of Campinas, SPE 94181.

IEA Greenhouse Gas Programme. 2000. Barriers to overcome in implementation of CO_2 capture and storage (1): Storage in disused oil and gas fields. Report Number PH3/22, February.

ROSS, G.D., TODD, A.C. AND TWEEDIE, J.A 1981. The effect of simulated CO_2 flooding on the permeability of reservoir rocks. Proceedings 2nd European Symposium on Enhanced Oil Recovery "Developments in Petroleum Science-EOR". Published by Elsevier, J. Fayers (ed.).

SCHULTE, W. 2004. Experience for use in CO_2 for enhanced oil recovery in the USA. Presentation to the 2004 CO_2 Conference, Norway.

SHAKHVERDIEV, A.KH., PANAKHOV, G.M. 2000. Rheochemical technologies for stimulation of oil production. In: *Novelties in enhanced oil and gas recovery*, Academia Kiodo, Budapest, 151–159.

TUCKER, S.C. 1999. Solvent density inhomogeneities in SCFluids. *Chemical Reviews*, 99, 2, 391-420.

TUCKER, S.C.; MADDOX, M.W. 1998. *J.Phys.Chem. B.*, 102, 2437.

TZIMAS, E., GEORGAKAKI, A., GARCIA-CORTEZ, C. AND PETEVES, S.D. 2005. European Commission EUR 21895 EN–DG JRC. Institute for Energy. Enhanced oil recovery using carbon dioxide in the European energy system Luxembourg: Office for official publications of the European Communities. 117.

WINTER, E.M. AND BERGMAN, P.D. 1993. Availability of depleted oil and gas reservoirs for disposal of carbon dioxide in the United States. *Energy Conversion and Management*, 34, 1177-1187.

© М.Т.Абасов и др., 2007

ОСОБЕННОСТИ ПОВЕДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В ПОЛЕ УПРУГИХ ВОЛН

М.Т.Абасов, А.С.Стреков, Ю.Н.Литвишков, А.А.Гаджиев

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

Приводятся результаты лабораторных экспериментов по влиянию низкочастотных упругих колебаний в диапазоне частот от 6 до 12 Гц на особенности поведения углеводородных жидкостей. Установлено разделение капель углеводородных жидкостей в определенной области их плотностей на более мелкие по размеру капли различной вязкости и их отрыв от твердой поверхности в зависимости от параметров упругих колебаний. Возможной причиной этого является изменение надмолекулярной структуры углеводородных жидкостей и, как следствие этого, изменение соотношения работ адгезии и когезии под влиянием низкочастотных колебаний. Обсуждаются также причины изменения вязкости нефтей в зависимости от их плотности при вибровоздействии на нефтяной пласт.

Введение

Известно, что практически все методы увеличения нефтеотдачи (МУН), в том числе и волновые методы, направлены на увеличение подвижности нефти. В то же время принципиальным отличием волновых методов от всех других является то, что данные методы относятся к технологиям объемного воздействия на пласт, т.е. они обладают значительным радиусом действия (от нескольких сотен метров до нескольких километров), экологической чистотой и оказывают влияние на свойства всей пластовой системы (фильтрационно-емкостные свойства пористой среды, свойства нефтей, вод, насыщающих нефтяной пласт, смачиваемость нефтяного коллектора, скорость фильтрации флюидов) (Абасов и др., 2004; Абасов и др., 2005; Аллакулов, 1991; Ащепков, 2004; Барабанов, 2002; Боголюбов и др., 2000; Везиров и др., 1999 а; Исхаков и др., 2004; Лопухов, 1990; Погосян и др., 1989; Садовский и др., 1986; Свалов, 1999; Симкин, 1999; Симонов и др., 2000, Kərimov və b., 2003; Həsənov və б., 2004 и др.).

Постановка задач исследований

Промысловые испытания вибросейсмических МУН на Гюнешлинском, Жирновском, Павловском, Правдинском, Северо-Салымском, Суторминском, Шкаповском, Чангыр-Ташском и некоторых других нефтяных месторождениях показали их высокую эффективность: отмечались рост добычи нефти и снижение обводненности продукции (Белоненко и др., 2000; Исхаков и др., 2004; Мерзляков и Попов, 2004; Мохов и др., 2004; Николаевский, 1996; Симонов и др., 2000; Kərimov və b., 2003 и др.). При этом как проведенные лабораторные исследования (Снарский, 1982), так и промысловые испытания (Белоненко и др., 2000; Казаков, 2003; Мерзляков и Попов, 2004) выявили, что дополнительно полученная в результате вибровоздействия нефть отличается от ранее добываемой на этом же месторождении нефти визуально, а также большей плотностью и вязкостью. На основании изменения физико-химических свойств нефтей после проведения вибровоздействия Белоненко и др. (2000), Казаков (2003), Мерзляков и Попов (2004) делают вывод о том, что дополнительная нефть – это нефть добытая из запасов, которые ранее не могли быть вытеснены из пласта закачиваемой водой, т.е. в результате вибровоздействия увеличились извлекаемые запасы нефти.

С другой стороны, на основании проведенных лабораторных исследований и опыта промысловых испытаний различных модификаций виброволнового воздействия на призабойную зону и пласт получено, что при вибровоздействии в целом наблюдается разжижение пластовых флюидов, изменение реологических характеристик нефтей, снижение их плотности, эффективной вязкости и рост подвижности всей пластовой системы (Ащепков, 2004; Везиров и др., 1998; Везиров

и др., 1999 б; Гадиев, 1977; Горбачев и др., 2002; Еникеев и Хайбуллин, 1986; Свалов, 2003; Сургучев и др., 1991 и др.).

Признавая в целом, что дополнительно добытая нефть при применении волновых МУН – это нефть, добытая из запасов, которые ранее не могли быть вытеснены из пласта закачиваемой водой, все же на основании вышеприведенных данных следует признать, что в механизме влияния волновых МУН на свойства углеводородных жидкостей остались еще нерешенные проблемы, которые требуют своего дальнейшего исследования.

В связи с этим изучение особенностей поведения углеводородных жидкостей в поле упругих волн, несомненно, имеет большой научный и практический интерес.

Методика проведения экспериментов, результаты экспериментов и их обсуждение

Изучение особенностей поведения углеводородных жидкостей в поле упругих волн было проведено на установке, состоящей из следующих элементов: генератор низкочастотных колебаний, регулятор частот, прозрачная кювета для визуализации экспериментов, которая механически связана с генератором низкочастотных колебаний, катетометр. В прозрачную кювету, заполненную дистиллированной водой, помещалась кварцевая пластинка, которая крепилась к независимой подвеске. Для лучшего обзора капли углеводородной жидкости, посаженной снизу на кварцевую пластинку, кювета освещалась боковым источником света.

При проведении экспериментов использовались нефти месторождений Сангачалы-дениз плотностью 858 кг/м^3, вязкостью 28,6 мПа·с с содержанием смол 8,9 %, асфальтенов 0,35 %, парафина 9 % и межфазным натяжением на границе с водой $23{,}1\cdot10^{-3}$Дж/м^2; Биби-Эйбат плотностью 877 кг/м^3, вязкостью 18,9 мПа·с с содержанием смол 6,5 %, асфальтенов 0,12 %, парафина 0,76 % и межфазным натяжением на границе с водой $24{,}6\cdot10^{-3}$Дж/м^2; Пираллахи плотностью 926 кг/м^3, вязкостью 157 мПа·с с содержанием смол 14 %, асфальтенов 0,8 %, парафина 2 % и межфазным натяжением на границе с водой $3{,}1\cdot10^{-3}$Дж/м^2, а также искусственно созданная в массовом соотношении один к одному смесь мазут-октан плотностью 834 кг/м^3, вязкостью 58,4 мПа·с и межфазным натяжением на границе с водой $20{,}7\cdot10^{-3}$Дж/м^2.

Как видно из выше представленных данных, согласно классификации, приведенной в работе (Бурже и др., 1984), искусственно созданную углеводородную смесь и нефть месторождения Сангачалы-дениз, исходя из их плотности, можно отнести к легким нефтям ($\rho < 0{,}87$), нефть месторождения Бибиэйбат – к средним ($\rho = 0{,}87$-$0{,}92$), а нефть месторождения Пираллахи – к тяжелым ($\rho > 0{,}92$).

В проведенных экспериментах вначале кварцевые пластинки выдерживались в течение 24 часов в 30 % водном растворе хромового ангидрида. Затем пластинки промывались дистиллированной водой с последующей проверкой их на нейтральность лакмусовой бумажкой и помещались в сушильный шкаф, где они выдерживались в течение 3-4 часов. Такие пластинки считались готовыми для проведения экспериментов.

Эксперименты проводились следующим образом. Подготовленную кварцевую пластинку, закрепленную на независимой подвеске, помещали горизонтально в кювету с дистиллированной водой при температуре 25 ^{0}C. По истечении времени выдержки 30 мин. в дистиллированной воде на пластинку для получения воспроизводимых результатов сажалась снизу небольшая постоянных размеров (диаметр основания находился в пределах 3-4 мм) капля углеводородной жидкости. Во время опытов и замера размеров капли углеводородной жидкости пластинка находилась в горизонтальном положении. Горизонтальность пластинки контролировалась катетометром. Для приведения капли углеводородной жидкости на кварцевой пластинке в равновесное состояние время выдержки ее до вибровоздействия составляло 30 мин.

Вибровоздействие производилось при частотах вибрации и амплитудах соответственно 6 Гц и 1,06 мм; 10 Гц и 1,67 мм; 12 Гц и 1,27 мм. Выбор этих частот вибрации, с одной стороны, был связан с тем, что они находятся в диапазоне доминантных частот 1-300 Гц (Боголюбов и др., 2000; Николаевский, 1996), а с другой стороны, с тем, что при применении вибровоздействия с земной поверхности оптимальными оказываются низкие час-

тоты 10-20 Гц (Симонов и др., 2000; Николаевский и др., 2006). При проведении экспериментов проводились визуальные наблюдения за поведением углеводородных жидкостей в поле упругих волн с одновременной съемкой на видеокамеру.

Помимо визуальных наблюдений, о характере влияния упругих волн на поведение углеводородных жидкостей судили по изменению краевых углов избирательного смачивания, работы смачивания $W_{см}$ и работы адгезии $W_{ад}$. Значение краевых углов избирательного смачивания и высоты капли до и после вибровоздействия определялось из результатов 5-7 измерений. Среднеквадратичная ошибка при определении краевых углов избирательного смачивания в большинстве случаев не превышала $\pm\ 2^0$.

Методика определения статических краевых углов избирательного смачивания с помощью катетометра по измерениям высоты капли h и диаметра основания капли d изложена в работе (Абасов и др., 2005; Фролов, и др., 1986). Расчет $\cos\theta$ проводился по уравнению, приведенному в работе (Фролов и др., 1986).

Для расчета работы адгезии использовалось уравнение Дюпре-Юнга (Фролов, и др., 1986)

$$W_{ад} = \sigma_{ув}(1+\cos\theta),$$

а для расчета работы смачивания

$$W_{см} = \sigma_{ув}\cos\theta,$$

где $\sigma_{ув}$ - межфазное натяжение на границе углеводородная жидкость – вода.

Полученные результаты в виде средних значений сведены в табл.1,2, а на рис.1, 2, 3, 4 представлены наиболее характерные данные из визуальных наблюдений о поведении углеводородных жидкостей различной плотности в поле упругих волн из каждой серии экспериментов.

Визуальные наблюдения за поведением посаженных на кварцевую пластинку капель всех исследуемых углеводородных жидкостей показали, что сразу же после приложения упругих волн они теряют свою неподвижность и возбуждается колебательный режим их движения относительно положения равновесия (см. рис 1,2,3,4). Дальнейшее поведение капель углеводородных жидкостей в поле упругих волн определяется как их физико-химическими свойствами (вязкость и плотность, коэффициент межфазного натяжения), так и параметрами упругих волн (частота вибрации, амплитуда) (см. табл.1,2).

Например, для легкой нефти месторождения Сангачалы-дениз плотностью 858 кг/м^3 на всех исследованных частотах вибрации и амплитудах при колебательном режиме их движения наблюдается изменение формы капли, посаженной на кварцевую пластину, и только на частоте вибрации 10 Гц и при амплитуде 1,67 мм, помимо изменения формы капли, наблюдается изменение ее размеров, разделение ее на отдельные мелкие капли, их отрыв от основной капли и всплытие, а капля, хотя и в уменьшенных размерах, остается на кварцевой пластинке до конца воздействия упругими волнами (см. рис.1). Краевой угол избирательного смачивания, работа адгезии и смачивания при воздействии на нефть месторождения Сангачалы-дениз упругими волнами при частотах и амплитудах соответственно 6 Гц и 1,06 мм, 12 Гц и 1,27 мм не изменяются и остаются такими же, как и до воздействия упругими волнами. При частоте вибрации 10 Гц и при амплитуде 1,67 мм краевой угол избирательного смачивания уменьшается с 143^0 до 131^0, а работа адгезии и смачивания возрастает соответственно с 33,12 и $12{,}42\cdot10^{-3}$Дж/м^2 до 36,2 и $15{,}5\cdot10^{-3}$Дж/м^2 (см. табл. 1 ,2).

Для средней нефти месторождения Бибиэйбат плотностью 877 кг/м^3, помимо изменения формы капли на всех исследованных частотах вибрации, также на частоте вибрации 10 Гц и амплитуде 1,67 мм изменяется размер капли, затем наблюдается отрыв посаженной капли от кварцевой пластинки и ее всплытие, разделение оставшейся на кварцевой пластинке части капли на отдельные, более мелкие капли, их отрыв от твердой поверхности и всплытие (см. рис.2). Краевой угол избирательного смачивания, работа адгезии и смачивания при воздействии на нефть месторождения Бибиэйбат упругими волнами при частотах и амплитудах соответственно 6 Гц и 1,06 мм, 12 Гц и 1,27 мм не изменяются и остаются такими же, как и до воздействия упругими волнами.

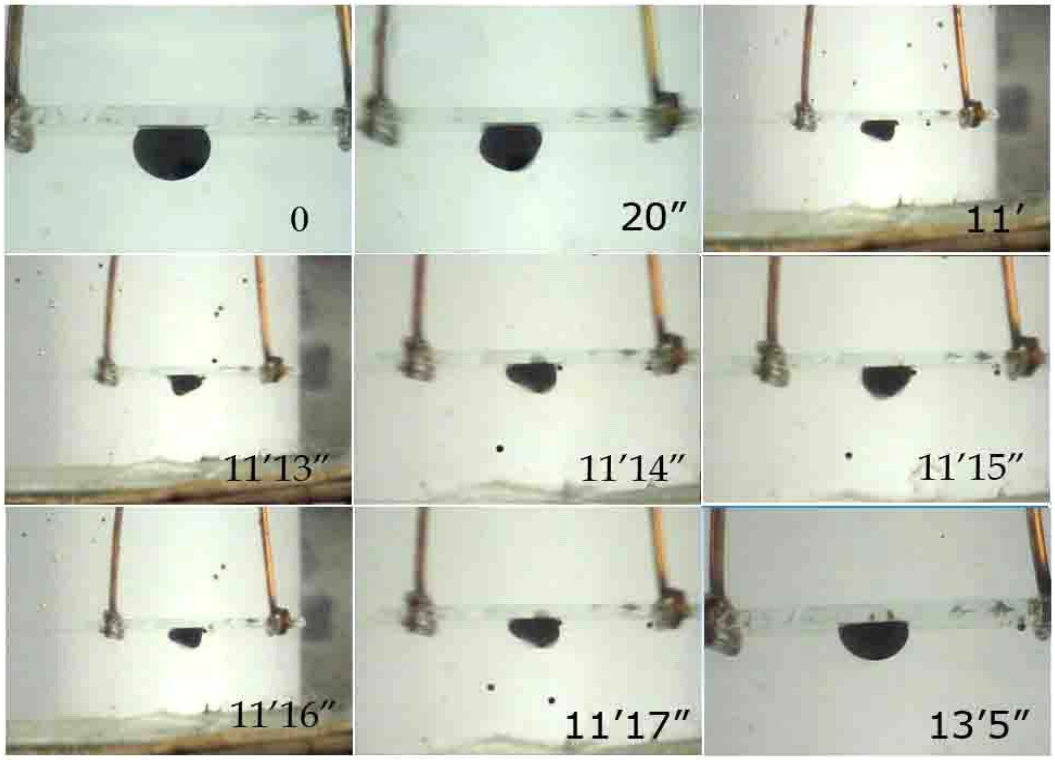


Рис. 1. Поведение нефти месторождения Сангачалы в поле упругих волн при частоте колебаний 10 Гц и амплитуде колебаний 1,67 мм

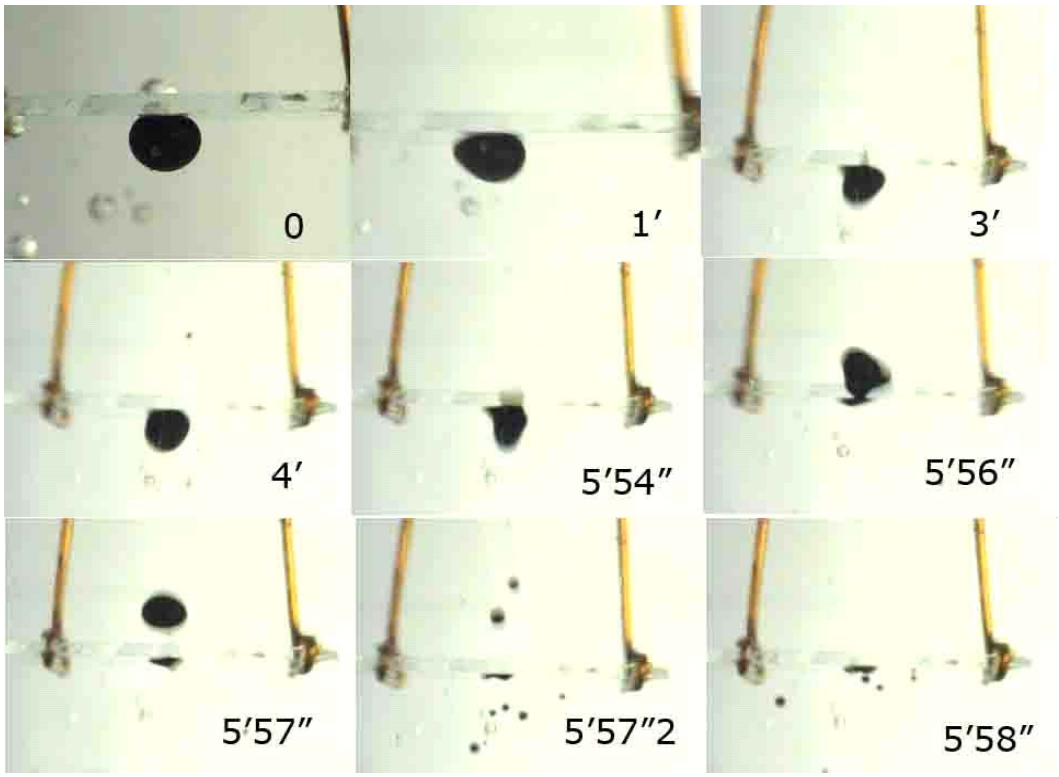


Рис. 2. Поведение нефти месторождения Бибиэйбат в поле упругих волн при частоте колебаний 10 Гц и амплитуде колебаний 1,67 мм

Для тяжелой нефти месторождения Пираллахи плотностью 926 кг/м^3 уже на всех исследованных частотах вибрации и при амплитудах, помимо колебания их относительно положения равновесия и изменения формы капли, вначале наблюдается отрыв большей части капли, а затем оставшейся части от твердой поверхности и их всплытие (см. на рис.3 в качестве примера приведено поведение капли нефти месторождения Пираллахи при частоте вибрации 6 Гц и амплитуде 1,06 мм). При этом замеры, там где была возможность, показали, что в данном случае в поле упругих волн до отрыва капли наблюдается уменьшение краевого угла избирательного смачивания с 168^0 до 118^0, работы адгезии и смачивания – соответственно с 2,49 до 0,34 $\cdot 10^{-3}$Дж/м^2 и с -0,60 до -2,75$\cdot 10^{-3}$Дж/м^2 .

Что касается искусственно созданной смеси углеводородных жидкостей, то для нее, как и для естественных нефтей, помимо изменения формы капли при колебательном режиме движения на всех частотах вибрации и амплитудах, на частоте вибрации 10 Гц и при амплитуде 1,67 мм наблюдается разделение капли на более мелкие части, их отрыв от основной капли и всплытие. Причем часть основной капли в уменьшенных размерах и некоторые мелкие капли остаются на твердой поверхности до конца воздействия упругими волнами (см. рис. 4). Краевой угол избирательного смачивания, работа адгезии и смачивания при воздействии на искусственно созданную смесь углеводородных жидкостей упругими волнами при частотах и амплитудах соответственно 6 Гц и 1,06 мм, 12 Гц и 1,27 мм не изменяются и остаются такими же, как и до воздействия упругими волнами.

Проведенные исследования также показали, что физико-химические свойства углеводородных жидкостей определяют не только особенности их поведения в поле упругих волн, но и время наступления проявления этих особенностей, и время, в течение которого эти особенности наблюдаются (см. табл.1 и рис. 1,2,3,4).

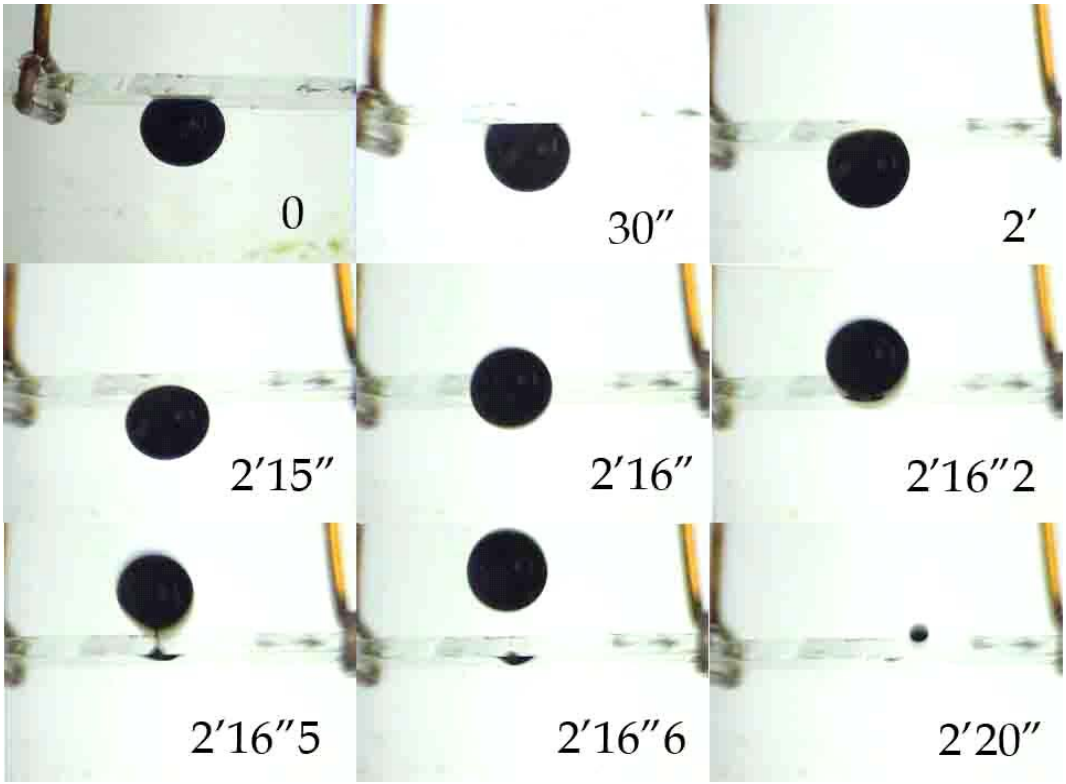


Рис. 3. Поведение нефти месторождения Пираллахи в поле упругих волн при частоте колебаний 6 Гц и амплитуде колебаний 1,06 мм

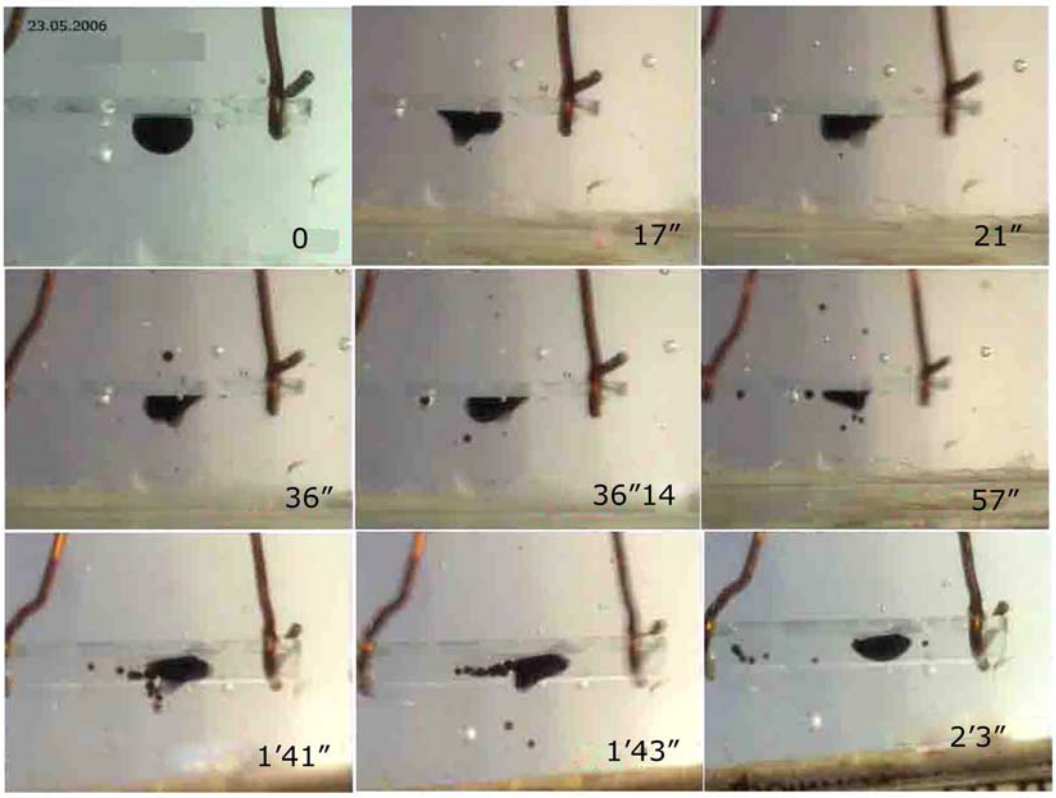


Рис.4. Поведение углеводородной жидкости мазут-октан в поле упругих волн при частоте колебаний 10 Гц и амплитуде колебаний 1,67 мм

Так, для легкой нефти месторождения Сангачалы-дениз плотностью 858 кг/м^3 на частоте вибрации 10 Гц и при амплитуде 1,67 мм эффект от воздействия упругими волнами (разделение ее на отдельные мелкие капли, их отрыв от основной капли) наступает на 660 секунде, а сам эффект длится 785 секунд (см. табл.1 и рис. 1).

Для средней нефти месторождения Бибиэйбат плотностью 877 кг/м^3 при частоте вибрации 10 Гц и амплитуде 1,67 мм при общей длительности эффекта 358 секунд эффект от воздействия упругими волнами (отрыв капли от кварцевой пластинки) наблюдается на 356 секунде, а разделение оставшейся на кварцевой пластинке части капли на отдельные, более мелкие капли, их отрыв от твердой поверхности и всплытие происходят всего за две секунды до конца эффекта (см. табл.1 и рис. 2).

Для тяжелой нефти месторождения Пираллахи плотностью 926 кг/м^3 при частоте вибрации 6 Гц и амплитуде 1,06 мм при общей длительности эффекта 140 секунд отрыв основной части капли от кварцевой пластинки при воздействии упругими волнами наступает на 135 секунде, а оставшейся части – на 140 секунде (см. табл.1 и рис. 3).

Для искусственно созданной смеси углеводородных жидкостей, как и для естественных нефтей, помимо изменения формы капли при колебательном режиме движения на всех частотах вибрации и амплитудах, на частоте вибрации 10 Гц и при амплитуде 1,67 мм уже на 17 секунде наступает разделение капли, которое постепенно нарастает, и к 57 секунде множество капель находится как на кварцевой пластинке, так и во взвешенном состоянии в дистиллированной воде. В результате к концу эффекта на 123 секунде от воздействия упругих волн на кварцевой пластинке остаются основная капля уменьшенных размеров и несколько отделившихся от нее капель меньших размеров (см. табл.1 и рис. 4).

Прежде чем перейти к обсуждению полученных результатов необходимо отметить следующее.

Ранее Гадиевым С.М. (1977) было установлено уменьшение межфазного натяжения при вибровоздействии, а нами (Абасов и др., 2004) – резкое уменьшение удельной поверхностной энергии межфазной границы раздела системы углеводородная жидкость – дистиллированная вода, связанное с резонансным поглощением энергии системой в диапазоне частот и амплитуд, характерных для каждой конкретной системы, т.е. системам углеводородная жидкость – вода свойственна зависимость отклика от частоты воздействия (частотная избирательность).

С другой стороны, известно, что, исходя из коллоидной природы нефти, предполагается микромицеллярная модель ее структурной единицы. Ядрами микромицелл являются частицы углерода, карбенов и карбидов, окруженные адсорбированными асфальтенами. Вокруг ядра располагаются последовательно сольватные слои компонентов с все меньшим молекулярным весом, переходящие в интермицеллярную жидкость с минимальной энергией межмолекулярного взаимодействия. При воздействии на каплю углеводородной жидкости упругими волнами возрастает кинетическая энергия движения микромицелл. Вследствие этого происходит слияние микромицелл в более крупные мицеллярные структуры и, в конечном счете, процесс агрегации завершается фракционированием и вытеснением интермицеллярной жидкости на периферию капли углеводородной жидкости. При этом становится заметной граница раздела ядра и оболочки капли углеводородной жидкости.

Таким образом, та или иная микромицеллярная структура нефти, а соответственно ее вязкость, межфазное натяжение на границе с той или иной жидкостью должны формироваться в соответствии с углеводородным составом нефти, характером и интенсивностью внешнего воздействия (частота и амплитуда вибровоздействия).

В свете вышеизложенного, особенности (механизм) поведения углеводородных жидкостей в поле упругих волн можно представить следующим образом.

Как отмечалось выше, при воздействии упругих волн на каплю углеводородной жидкости в дистиллированной воде она теряет свою неподвижность, и возбуждается колебательный режим ее движения относительно положения равновесия. При этом в углеводородной жидкости имеет место сразу несколько процессов. С одной стороны, при воздействии на каплю углеводородной жидкости упругими волнами происходит слияние микромицелл в более крупные мицеллярные структуры и вытеснение интермицеллярной жидкости на периферию капли. Становится заметной граница раздела ядра и оболочки капли углеводородной жидкости, что подтверждается экспериментально практически для всех исследованных углеводородных жидкостей (см. рис. 1,2,3,4). С другой стороны, из-за изменения надмолекулярной структуры углеводородной жидкости меняется ее вязкость и межфазное натяжение на границе с дистиллированной водой, а также характер смачивания кварцевой пластинки. При этом, как показали результаты экспериментов, в зависимости от физико-химических свойств углеводородной жидкости возможны два варианта поведения капли в поле упругих волн.

Первый вариант в основном присущ легким и средним нефтям, когда работы адгезии $W_{ад}$ и смачивания велики и практически не изменяются в поле упругих волн (см. табл.2), а потому достаточны для удержания капли углеводородной жидкости на поверхности кварцевой пластинки, однако работа когезии $W_к$ при этом недостаточна для сохранения целостности капли углеводородной жидкости.

Поэтому в случае, когда собственный колебательный режим капли углеводородной жидкости постепенно возбуждается и наступает момент, когда он становится равным по частоте подводимым колебаниям упругих волн, и, если частота колебания капли становится равной по фазе частоте колебаниям упругих волн, наступает явление резонанса. В результате наблюдается разрыв капли при этом на более мелкие части, причем, по-видимому, уносятся более легкие составляющие углеводородной жидкости, а более тяжелые составляющие остаются в виде капель меньшего размера на кварцевой пластинке (см. рис. 1,2,3).

Второй вариант, который присущ тяжелым углеводородным жидкостям, это когда работа адгезии $W_{ад}$ мала и уменьшается в по-

ле упругих волн (см. табл.2), а потому недостаточна для удержания капли углеводородной жидкости на поверхности кварцевой пластинки, работа же когезии $W_к$ достаточно велика для сохранения целостности капли углеводородной жидкости. В результате наблюдается сохранение целостности капли и практически ее полный отрыв от твердой поверхности при всех исследованных частотах и амплитудах упругих волн, а не только при явлении резонанса (см. рис. 4).

Заключение

Таким образом, проведенный цикл лабораторных экспериментов выявил, что механизм влияния упругих волн на поведение углеводородных жидкостей связан с изменением надмолекулярной структуры углеводородной жидкости и, как следствие, изменением соотношения сил межмолекулярных взаимодействий в самой углеводородной фазе, между жидкими фазами (углеводородная жидкость и дистиллированная вода) и фазе с твердой поверхностью, и базирующихся на них значениях работ когезии жидкости W_K и адгезии жидкости к твердому телу W_A. При этом эффект разрыва капель легких и средних углеводородных жидкостей на несколько отдельных капель различного размера и вязкости в поле упругих волн определяется преодолением сил когезии углеводородной жидкости в результате резонансного возбуждения собственных колебаний углеводородных капель в определенном диапазоне частот и амплитуд вибрации.

На основании экспериментальных данных, которые, хотя и получены в отсутствии пористой среды и течения воды, все же можно сделать некоторые предположения по поводу изменения свойств (вязкости) углеводородных жидкостей, имеющих место при вибровоздействии на нефтяной пласт. Если вибровоздействие проводится на нефтяных пластах, насыщенных легкими и средними нефтями, то в результате разделения капель нефти при резонансном возбуждении собственных колебаний на капли меньшего размера различной вязкости, их отрыва от твердой поверхности и постепенного выноса части капель малой вязкости из пласта вязкость добываемой нефти будет непрерывно расти, что можно наблюдать в промысловых условиях. Если же вибровоздействие проводится на нефтяных пластах, насыщенных тяжелыми нефтями, или же при частотах и амплитудах вибрации, не соответствующих резонансному возбуждению капель легкой и средней нефтей, то в этом случае капли нефти не разделяются на капли меньшего размера различной вязкости, а отрываются от твердой поверхности, не нарушая своей целостности. В связи с этим в случае вибровоздействия на подобные нефтяные пласты не будет наблюдаться роста вязкости добываемой нефти, а, наоборот, может наблюдаться снижение ее вязкости.

В заключение, хотелось бы отметить, что полученные данные о процессах, протекающих в углеводородных жидкостях в поле упругих волн, дают основание предполагать возможность разработки новых технологий и повышения эффективности нефтедобычи с помощью целенаправленного вибровоздействия на нефтяные пласты.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., СТРЕКОВ, А.С., АББАСОВ, М.И., ЛИТВИШКОВ, Ю.Н., МУЗАФФАРОВ, Г.Э. 2004. Влияние вибровоздействия на удельную поверхностную энергию на границе раздела системы углеводородная жидкость – вода. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле,* 3, 56-62.

АБАСОВ, М.Т., СТРЕКОВ, А.С., АББАСОВ, М.И., ЛИТВИШКОВ, Ю.Н., ГАДЖИЕВ, А.А. 2005. Влияние вибровоздействия на избирательные смачивающие характеристики систем твердое тело – вода – углеводородная жидкость *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле,* 3, 57-63.

АЛЛАКУЛОВ, П. 1991. Влияние волновых процессов на показатели фильтрации в пористой среде. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва. 21.

АЩЕПКОВ, М.Ю. 2004. Перспективы применения технологии увеличения нефтеотдачи дилатационно-волновым воздействием на продуктивные пласты. *Нефтепромысловое дело,* 2, 18-22.

БАРАБАНОВ, В.Л. 2002. Влияние сейсмического воздействия на смачиваемость коллекторов и возможность резонансного возбуждения пульсаций тонких пленок и капель нефти. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений,* 5, 67-72.

БЕЛОНЕНКО, В.Н., ПАВЛОВ, М.В., МАКУРОВ, А.Д., ФОМИЧЕВ, В.Ф., ТИЩЕНКО, И.В. 2000. Результаты применения вибросейсмической технологии на Суторминском месторождении. *Нефтепромысловое дело*, 8-9,18-22.

БОГОЛЮБОВ, Б.Н., ЛОБАНОВ, В.Н., БРИЛЛИАНТ, Л.С., САШНЕВ, И. А., ПОТАПОВ Г.А. 2000. Интенсификация добычи нефти низкочастотным акустическим воздействием. *Нефтяное хозяйство*, 9, 80-81.

БУРЖЕ, Ж, СУРИО, П, КОМБАРНУ, М. 1984. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Недра. Москва. 422.

ВЕЗИРОВ, Д.Ш., СТРЕКОВ, А.С., МУЗАФФАРОВ, Г.Э., ЗАЛОВ, И.Д. 1998. Влияние вибровоздействия на реологические характеристики нефтей. *Известия АН Азербайджана*. *Науки о Земле,* 2, 86-90.

ВЕЗИРОВ, Д.Ш., МУЗАФФАРОВ, Г.Э., ЗАЛОВ, И.Д. 1999а. Фильтрация жидкости через пористую среду в вибрационном поле. В Трудах ИПГНГМ: *Вопросы разработки и физико-химии нефтегазоносных пластов*, 109-112.

ВЕЗИРОВ, Д.Ш., МУЗАФФАРОВ, Г.Э., ЗАЛОВ И.Д. 1999б. Влияние вибровоздействия на плотность и вязкость нефтей. В Трудах ИПГНГМ: *Вопросы разработки и физико-химии нефтегазоносных пластов*, 137-142.

ГАДИЕВ, С.М. 1977. Использование вибрации в добыче нефти. Недра. Москва. 159**.**

ГОРБАЧЕВ, Ю.И., ИВАНОВ, Н.И., НИКИТИН, А.А., КОЛЕСНИКОВ, Т.В., ОРЕНТЛИХЕРМАН, Э.И. 2002. Акустические методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. *Нефтяное хозяйство*, 5, 87-91.

ЕНИКЕЕВ, Р.М. И ХАЙБУЛЛИН, Р.Я. 1986. Влияние циклической барообработки на реологические свойства неньютоновских нефтей. *Известия ВУЗов. Нефть и газ,* 9, 31-33.

ИСХАКОВ, И.А., ЛОЗИН, Е.В., ГАЙНУЛЛИН, К.Х., АЩЕПКОВ, М.Ю., АЩЕПКОВ Ю.С. 2004. Эффективность применения технологии ДВВ на нефтяных месторождениях АНК «Башнефть». В Трудах Международного технологического симпозиума: *Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений*, Россия, Москва, 113-122.

КАЗАКОВ, А.А. 2003. Новый аспект классификации методов воздействия на пласт. *Нефтепромысловое дело,* 6, 27-31.

ЛОПУХОВ, Г.П. 1990. Теоретическое обоснование вибросейсмического воздействия на неглубоко залегающие обводненные нефтяные пласты. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва. 22.

МЕРЗЛЯКОВ, В.Ф. и ПОПОВ, А.М. 2004. Результаты вибросейсмического воздействия с земной поверхности на Шкаповском нефтяном месторождении. В Трудах Международного технологического симпозиума: *Новые технологии разработки нефтегазовых месторождений*. Россия, Москва, 372-377.

МОХОВ, М.А., САХАРОВ, В.А., ХАБИБУЛИН Х.Х. 2004. Виброволновое и вибросейсмические воздействие на нефтяные пласты. *Нефтепромысловое дело*, 4, 24-28.

НИКОЛАЕВСКИЙ, В.Н. 1996. Геомеханика и флюидодинамика. Недра. Москва. 448.

НИКОЛАЕВСКИЙ, В.Н., СТЕПАНОВА, Г.С., НЕНАРТОВИЧ Т.Л., ЯГОДОВ Г.Н. 2006. Ультразвук определяет отбор нефти при вибровоздействии на пласт. *Нефтяное хозяйство,* 1, 48-50.

ПОГОСЯН, А.Б., СИМКИН, Э.М. СТРЕМОВСКИЙ, Э.В., СУРГУЧЕВ, М.Л., ШНИРЕЛЬМАН, А.И. 1989. Сегрегация углеводородной жидкости и воды в пористой среде в поле упругих волн. *ДАН* ,11, 575-577.

САДОВСКИЙ, М.А., АБАСОВ, М.Т., НИКОЛАЕВ, А.В. 1986. Перспективы вибрационного воздействия на нефтяную залежь с целью повышения нефтеотдачи. *Вестник АН СССР,* 9, 40-43.

СВАЛОВ, А.М. 1999. Научно-методическое обоснование технологий ударно-волнового воздействия на продуктивные пласты. *Нефтяное хозяйство,* 11, 26-27.

СВАЛОВ, А.М. 2003. Анализ возможностей использования штанговых глубинных насосов в качестве источников ударно-волнового воздействия на продуктивные пласты. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений,* 3, 27-33.

СИМКИН, Э.М. 1999. Физические основы сейсмических и вибросейсмических методов повышения нефтеотдачи. *Нефтяное хозяйство*, 7, 22-24.

СИМОНОВ, Б.Ф., ОПАРИН, В.Н., КАНИСКИН, Н.А., ЧЕРЕДНИКОВ, Е.Н., КАДЫШЕВ, А.И., МАСЛЕННИКОВ, В.В. 2000. Вибросейсмическое воздействие на нефтяные пласты с земной поверхности. *Нефтяное хозяйство,* 5, 41-46.

СНАРСКИЙ, А.И. 1982. Определение влияния инфразвукового поля на скорость фильтрации нефти на элементарной модели пласта. *Известия ВУЗов. Нефть и газ,* 1, 30-32.

СУРГУЧЕВ, М.Л., ГОРБУНОВ, А.Т., ЗАБРОДИН, Д.П., ЗИСКИН, Е.А., МАЛЮТИНА, Г.С. 1991. Методы извлечения остаточной нефти. Недра. Москва. 347.

ФРОЛОВ, Ю.Г. и ГРОДСКИЙ, А.С. (Под ред.) 1986. Лабораторные работы и задачи по коллоидной химии. Химия. Москва.

KƏRIMOV, M.Z., MƏMMƏDOV, N.H., İSMAYİLOV, S.C. 2003. Akustik üsulla neft laylarına təsirin tətbiqinin tədqiqi. T.1. AzNSETLİ. Bakı. 1-7.

HƏSƏNOV, H.Q., TALIBOVA, X.M., ABIŞOV, C.H., MƏMMƏDOVA, G.A. 2004. Akustik dalğaların neft sənayesində tətbiqi. T. 2. AzNSETLİ. Bakı. 164-172.

© В.Л.Сарафанова, 2007

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТНЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ VII ГОРИЗОНТА ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ ПЕРСПЕКТИВНОЙ СТРУКТУРЫ УМИД

В.Л.Сарафанова

Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

В статье приводятся результаты интерпретации геофизических данных скважин 4 и 6, пробуренных на структуре Умид, которые показали, что на данной структуре весьма высока вероятность углеводородонасыщения VII горизонта и коллекторы этого горизонта обладают достаточно хорошими свойствами. Проведена вероятностная оценка запасов газа перспективной структуры Умид по методу Монте-Карло.

Одной из важных проблем нефтегазодобычи является расширение ресурсной базы, обеспечивающей развитие этой отрасли. Для Азербайджана эта задача представляется первоочередной, учитывая, с одной стороны, необходимость удовлетворения развивающейся промышленности Республики энергоносителями и, с другой – экспортирования углеводородов за рубеж для получения валютных ресурсов, которые в свою очередь необходимы для развития промышленного производства.

Одним из перспективных направлений развития нефтегазодобычи в Азербайджане являются поиски и разведка залежей углеводородов на глубокопогруженных структурах Южно-Каспийской впадины, отличающихся достаточно сложными горно-геологическими условиями.

В пределах Бакинского архипелага сейсмическими исследованиями выявлено 45 локальных структур, перспективных с точки зрения нефтегазоносности. Залежи нефти и газа установлены в настоящее время в терригенных отложениях продуктивной толщи (ПТ) на структурах северной части Бакинского архипелага (Сангачалы-дениз – Дуванный-дениз – Хара-Зиря, Аляты-дениз, Булла-дениз) (Али-Заде, 2005). На юго-восточном погружении складчатых зон, к которым приурочены открытые месторождения, сейсмическими работами выявлена крупная структура Умид. Учитывая то, что все разведанные структуры северной части Бакинского архипелага содержат залежи нефти и газа, перспективы структуры Умид оцениваются достаточно высоко. Одним из важных этапов в процессе принятия решения о проведении разведочных работ на перспективной структуре является оценка вероятных запасов углеводородов на данной структуре. Для оценки запасов углеводородов используются различные методы. Наибольшее распространение в настоящее время получил объемный метод, который позволяет рассчитывать запасы на любой стадии разведки и разработки месторождения (Гришин, 1985). Нами для решения задачи оценки возможных запасов использовался объемно-статистический вариант объемного метода. Согласно этому подходу расчетные параметры для исследуемой залежи принимаются по аналогии со сходными залежами, на которых они определены с достаточной степенью надежности. Одним из главных условий применения данного метода является обоснованная аналогия с месторождением, по которому имеется достаточный объем информации. В качестве месторождения-аналога выбрано месторождение Булла-дениз.

Исходя из данных сейсморазведки и результатов бурения скважин 4 и 6, а также учитывая общие геологические соображения, залежи на структуре Умид ожидаются пластового типа, тектонически экранированные. С целью прогнозирования геометрических параметров и фазовых соотношений углеводородов на структуре Умид были изучены глубина структурной поверхности на своде, глубина замыкающей изогипсы, высота структуры, площадь структуры по замыкающей изогипсе, высота залежи, площадь залежи на

СВ крыльях структур, коэффициент заполнения ловушки, общая толщина, эффективная нефтегазонасыщенная толщина, относительная нефтегазонасыщенная толщина, относительная песчанистость разреза, объем нефтегазонасыщенных пород и соотношение объемов пород (таблицы 1-2).

Анализ данных о высоте структуры, приведенных в таблице 1, показывает, что в направлении регионального погружения антиклинальных линий северной части Бакинского архипелага происходит закономерное уменьшение высоты структур. Так, если на месторождении Сангачалы-дениз высота структуры составляет 2500 м, то на месторождении Дуванный-дениз высота структуры снижается до 2000 м, Хара-Зиря – 1800 м, а на месторождении Булла-дениз – 1400 м. Т.е. наблюдается уменьшение высоты структуры в направлении месторождения Умид, и здесь эта величина по данным сейсморазведки составляет 1200 м.

Примерно такая же закономерность наблюдается в изменении параметра, характеризующего высоту залежи. Исключение составляет месторождение Хара-Зиря, где высота залежи значительно меньше, чем на соседних структурах. Представляет интерес изучение такого параметра, как коэффициент заполнения ловушки, представляющего собой отношение высоты залежи к высоте структуры. Его значения на месторождениях Сангачалы-дениз и Дуванный-дениз составляют соответственно 0.94 и 0.98 и на месторождении Булла-дениз снижаются до величины 0.89. Исключение составляет площадь Хара-Зиря, где коэффициент заполнения не превышает 0.22. По VII горизонту эти коэффициенты варьируют в основном в пределах 0.89-0.94, и по площади Умид, учитывая тенденцию уменьшения коэффициента заполнения в направлении от периферийных частей суббассейна к центральной его части, коэффициент заполнения ловушки принят равным 0.90. Важными для оценки потенциалов структуры Умид представляются результаты изучения общих и нефтегазонасыщенных толщин по разведанным месторождениям региона, а также исследования закономерностей изменения фазовых соотношений углеводородов с увеличением глубин залегания объектов (таблица 2). Как видно из таблицы 2, относительная нефтегазонасыщенная толщина по VII горизонту варьирует в пределах 0.24-0.30, составляя на площади Булла-дениз 0.27; на структуре Умид этот показатель также принят равным 0.27.

Таблица 1

Геометрические характеристики ловушек и залежей

Объект	Сангачалы-дениз, Дуванный-дениз, Хара-Зиря			Булла-дениз	Умид
	Сангачалы Дениз	Дуванный- дениз	Хара- Зиря		
Характеристики	VII	VII	VII	VII	VII
Глубина структурной поверхности на своде, м	3000	3500	3700	5000	5850
Глубина замыкающей изогипсы, м	5500	5500	5500	6400	7050
Высота структуры, м	2500	2000	1800	1400	1200
Площадь структуры по замыкающей изогипсе, $10^4м^2$	6112	4375	6875	16820*	12218*
Высота залежи, м	2360	1960	400	1225	1100
Площадь залежи на СВ крыльях структур, $10^4м^2$	5249	2104	600	6232	7800
Коэффициент заполнения ловушки	0.94	0.98	0.22	0.89	0.9

* площадь структуры по СВ крылу – $9800x10^4м^2$

Представляет интерес проведение анализа фазовых соотношений между жидкой и газовой фазами на месторождениях исследуемых регионов. В таблице 2 приведены данные о соотношении объемов нефтенасыщенной и газонасыщенной частей залежи VII горизонта исследуемых месторождений.

Как видно, на месторождении Сангачалы-дениз объем залежи, занимаемой нефтью, составляет 94%, а остальная часть приходится на газ. На месторождении Дуванный-дениз это соотношение еще более значимо различается и объем газовой части составляет всего 1% от общего объема залежи. На месторождении Хара-Зиря картина меняется и нефтенасыщенная часть составляет 69%, а газонасыщенная – 31%. Еще более отличается картина по фазовым соотношениям углеводородов, которая отмечается на месторождении Булла-дениз, где объем нефти составляет всего 11%, а газа – 89%. Таким образом, наблюдается довольно четкая картина изменения характера насыщения по мере погружения антиклинальных линий северной части Бакинского архипелага, т.е. переход от нефтяных месторождений с газовой шапкой к газоконденсатным месторождениям с нефтяной оторочкой. Можно предположить, что выявленная закономерность в изменениях фазового состояния углеводородов сохранится и на структуре Умид и на этой структуре следует ожидать наличие газоконденсатной залежи с нефтяной оторочкой. Для этой структуры нами было принято, что объем газовой части составит 90%, а нефтяной – 10%.

На структуре Умид были пробурены две скважины (скв.4 и 6), которые полностью вскрыли V горизонт ПТ и частично VII горизонт. Нами была предпринята попытка провести интерпретацию геофизических данных по этим скважинам и использовать эти результаты при подсчете запасов (Итенберг, 1972). Интерпретация каротажных диаграмм проводилась с помощью программы QLA (Quick Log Analysis) компании Schlumberger. Интерпретация проводилась по кривым кажущегося сопротивления (КС) и самопроизвольных потенциалов (ПС). При таком ограниченном наборе кривых целесообразно использовать уравнение Арчи. При интерпретации были использованы петрофизические зависимости пористости, проницаемости и глинистости от относительной амплитуды ПС ($\alpha_{пс}$), построенные на основе керновых данных. Сопротивление воды ($\rho_в$) при температуре 20^0C принято равным 0.3. Структурный коэффициент m, входящий в формулу Арчи, для оценки пористости пород был принят по аналогии с месторождением Булла-дениз равным 1.8, показатель смачиваемости – n =1.42 и a=1.

Таблица 2

Соотношения толщин (общих, газонефтенасыщенных) и объемов пород, насыщенных газом и нефтью для VII горизонта

Характеристики	Сангачалы-дениз, Дуванный-дениз, Хара-Зиря			Булла-дениз	Умид
	Сангачалы- дениз	Дуванный- дениз	Хара- Зиря		
	VII	VII	VII	VII	VII
Общая толщина, м	83	110	109	100	140
Эффективная нефтегазонасыщенная толщина, м	25	30.2	26	27	38
Относительная нефтегазонасыщенная толщина	0.3	0.27	0.24	0.27	0.27
Относительная песчанистость разреза,%	46	53	46	59	59
Объем нефтегазонасыщенных пород, млн. $м^2$	1312	635.4	156	2126.1	3458
Соотношение объемов пород в %: нефть	94	99	69	11	10
газ	6	1	31	89	90

Результаты интерпретации данных скважин 4 и 6 месторождения Умид приведены в таблице 3 и на рисунках 1 и 2.

Для сравнения в таблице 3 приведены результаты интерпретации скважины 98 площади Сангачалы-дениз и скважины 66 площади Булла-дениз. Значение коэффициента нефтегазонасыщенности для VII горизонта в скважине 98 месторождения Сангачалы-дениз составляет 0.68, а в скважине 66 месторождения Булла-дениз – 0.76. Эти данные показывают, что на площади Умид весьма высока вероятность углеводородонасыщения VII горизонта и коллекторы этого горизонта обладают достаточно хорошими свойствами. Приведенные данные свидетельствуют, что площадь Умид может представлять собой поисковый интерес.

Таблица 3

Результаты интерпретации данных скважинной геофизики

Горизонт	Кровля	Подошва	Н, м	Кп	Кв	Кнг	LgКпр	Кгл	αпс
Сангачалы-дениз – Дуванный-дениз – Хара-Зиря, скважина 98									
VII	4357.6	4363	5.4	0.17	0.34	0.66	1.2	0.17	0.71
VII	4364.8	4366.2	1.4	0.18	0.43	0.57	1.26	0.16	0.72
VII	4371.2	4376.4	5.2	0.18	0.36	0.64	1.32	0.15	0.74
VII	4388.2	4389.4	1.2	0.19	0.31	0.69	1.7	0.09	0.81
VII	4408.2	4409.2	1	0.16	0.23	0.77	0.56	0.26	0.58
VII	4412	4413.4	1.4	0.16	0.38	0.62	0.52	0.26	0.57
VII	4414.2	4417	2.8	0.18	0.2	0.8	1.38	0.14	0.75
VII	4418.6	4421.8	3.2	0.19	0.3	0.7	1.89	0.09	0.85
Средние значения				**0.18**	**0.32**	**0.68**	**1.23**	**0.17**	**0.72**
Булла-дениз, скважина 66									
VII	5522.8	5526.2	3.4	0.17	0.32	0.68	1.12	0.18	0.7
VII	5547.8	5554.6	6.8	0.17	0.17	0.83	0.93	0.2	0.66
VII	5560.6	5566.6	6	0.17	0.18	0.82	0.99	0.2	0.67
VII	5579.4	5583.8	4.4	0.17	0.25	0.75	1.1	0.18	0.7
VII	5623	5624.2	1.2	0.16	0.27	0.73	0.54	0.26	0.58
Средние значения				**0.17**	**0.24**	**0.76**	**0.94**	**0.2**	**0.66**
Умид, скважина 4									
VII	6599.8	6604.3	4.5	0.2	0.44	0.56	2.4	0.06	0.95
VII	6614.2	6621.6	7.4	0.19	0.29	0.71	1.77	0.12	0.83
VII	6636.5	6638.5	2	0.16	0.25	0.75	0.79	0.22	0.63
VII	6648.5	6650.9	2.4	0.16	0.22	0.78	0.78	0.23	0.63
VII	6664.7	6672.7	8	0.17	0.14	0.86	0.87	0.21	0.65
VII	6695.6	6699.5	3.9	0.17	0.15	0.85	1.08	0.18	0.69
Средние значения				**0.18**	**0.25**	**0.75**	**1.28**	**0.17**	**0.73**
Умид, скважина 6									
VII	6578.5	6584.1	5.6	0.17	0.25	0.75	1.7	0.12	0.82

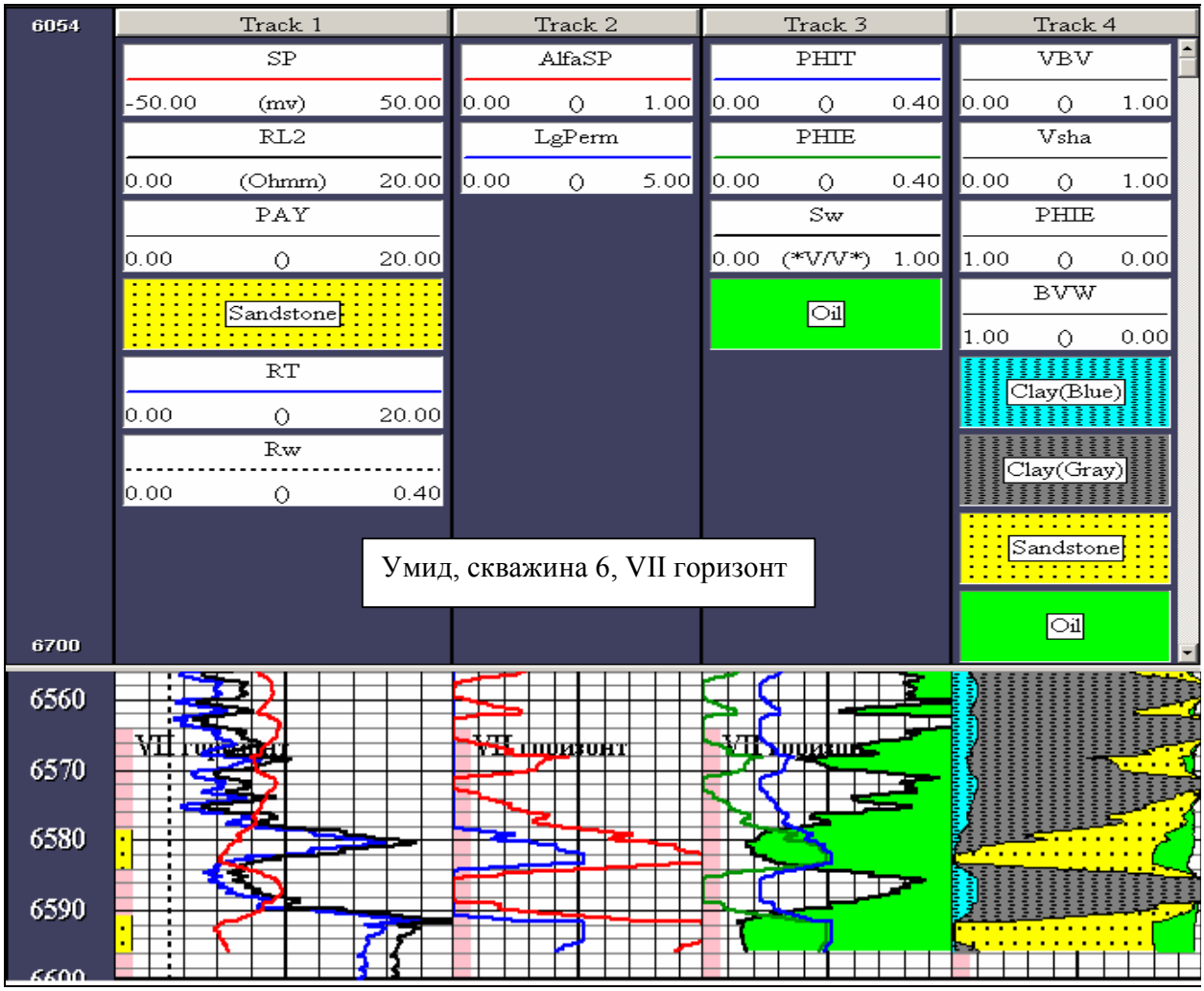


Рис. 1. Результаты интерпретации данных стандартного каротажа по скв.6 структуры Умид

SP – кривая самопроизвольной поляризации (ПС)
RL2 – кривая кажущегося сопротивления (КС)
RT – истинное сопротивление
Rw – сопротивление воды
AlfaSP – относительная амплитуда ПС
LgPerm – логарифм проницаемости
PHIT – общая пористость
PHIE – эффективная пористость
Sw - водонасыщенность

Средняя пористость пород-коллекторов на структуре Умид принята по аналогии с месторождением Булла-дениз – 16 % для VII горизонта. Пластовые температуры по VII горизонту площади Умид были рассчитаны на основе зависимости температуры от глубины, полученной по месторождениям Бакинского архипелага (Абасов и др., 2007). Начальные пластовые давления по VII горизонту площади Умид рассчитывались, исходя из предполагаемых глубин газоконденсатных залежей и градиентов пластовых давлений, полученных на месторождении Булла-дениз (Абасов и др., 2007).

Другие подсчетные параметры, характеризующие свойства газоконденсатной системы, приняты по аналогии с месторождением Булла-дениз.

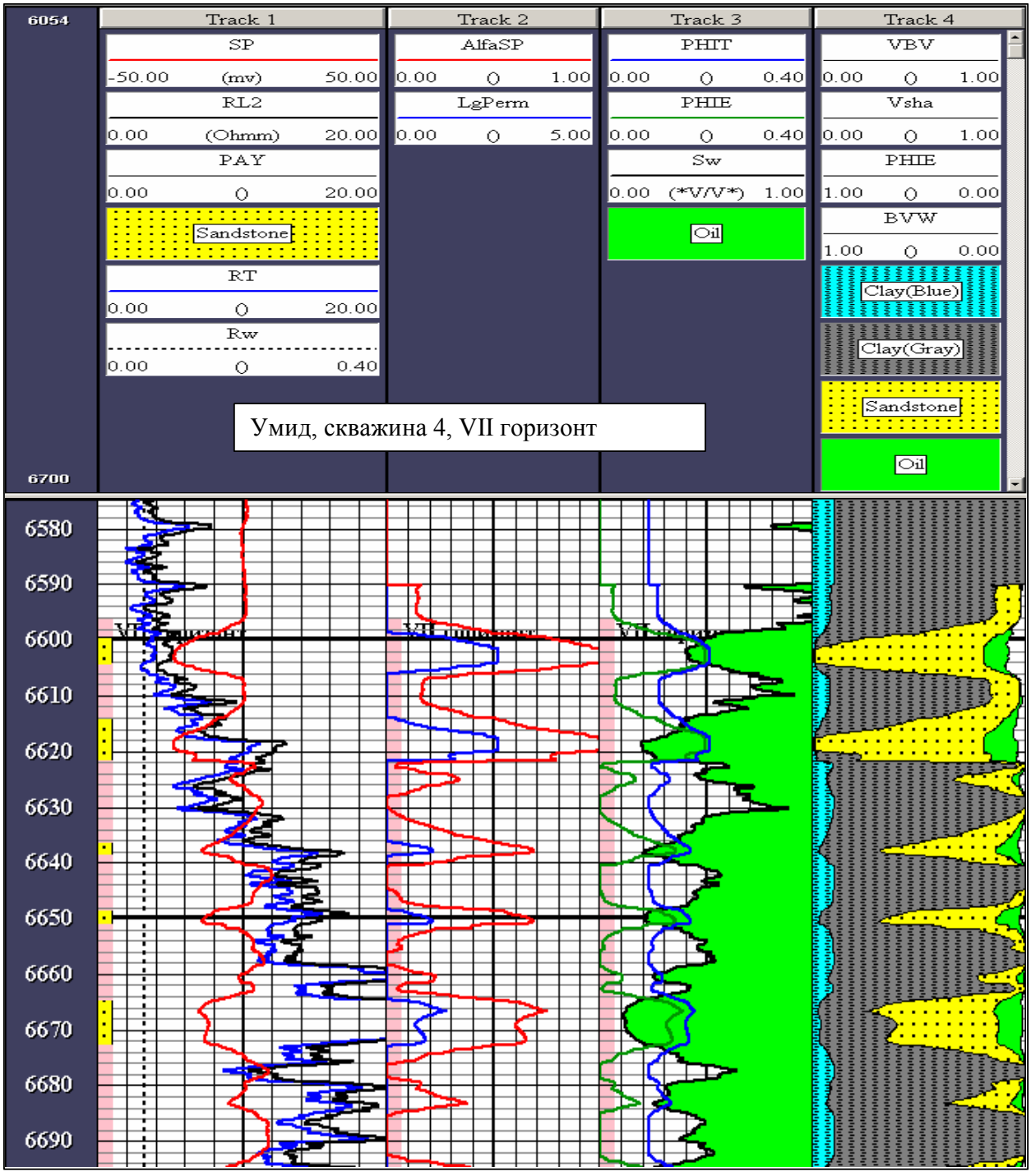


Рис. 2. Результаты интерпретации данных стандартного каротажа по скв.4 структуры Умид

Вероятностный подход к оценке запасов на основе формулы объемного метода предусматривал получение фактических распределений подсчетных параметров с оценкой закона их распределения. Для подсчета запасов газа структуры Умид по вероятностной модели использовался метод Монте-Карло, который позволяет получить как возможные пределы изменения запасов, так и среднее их значение с оценкой точности в виде доверительного интервала при заданной надежности. Подсчетные параметры приведены в таблице 4.

Таблица 4

Прогнозирование расчетных параметров VII горизонта структуры Умид по методу Монте-Карло

Параметр	минимум	среднее	максимум	Единицы измерения
Площадь (S)	$7370*10^4$	$7800*10^4$	$8200*10^4$	$м^2$
Газонасыщенная толщина (h)	31.9	38	52	м
Пористость ($К_п$)	0.14	0.16	0.17	
Коэффициент газонефтенасыщенности ($К_{нг}$)	0.72	0.75	0.78	
Начальное пластовое давление ($Р_{пл}$)	710	715	720	0.1МПа
Температурная поправка (f)	0.771	0.779	0.785	
Поправка на сжимаемость газа (α)	0.64	0.649	0.652	
Содержание $С_{5+}$	320	348	422	$г/м^3$

Значения перспективных ресурсов VII горизонта структуры Умид, определенных по методу Монте-Карло, приведены в таблице 5.

На рисунке 3 представлены статистические модели жирного газа (а), сухого газа (б) и конденсата (в) для VII горизонта структуры Умид.

Как видно из расчетов, запасы сухого газа могут достигать 164 млрд.$м^3$, а конденсата – 79 млн.т.

Таблица 5

Перспективные ресурсы структуры Умид по методу Монте-Карло

Продукт	min	среднее	max	Единицы измерения
Жирный газ	88589	134037	187882	млн.$м^3$
Сухой газ	84629	119727	164495	млн.$м^3$
Конденсат	28348	46645	79286	тыс.т

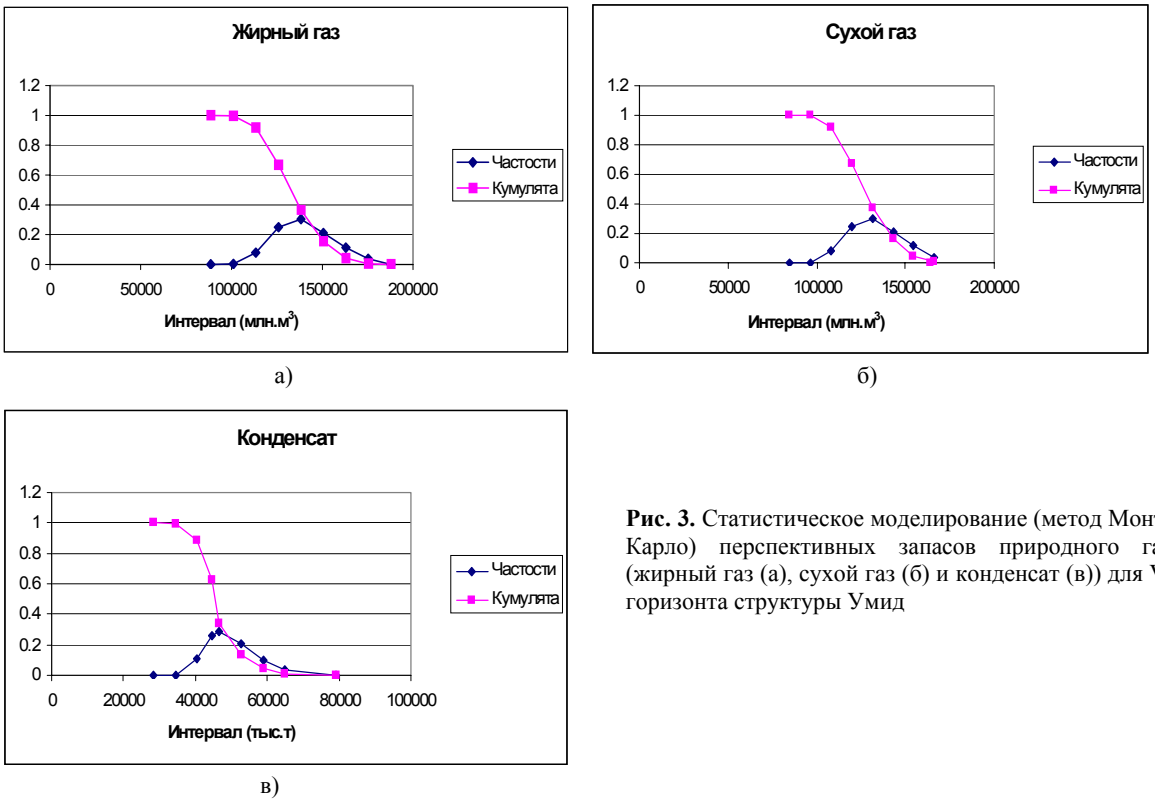


Рис. 3. Статистическое моделирование (метод Монте-Карло) перспективных запасов природного газа (жирный газ (а), сухой газ (б) и конденсат (в)) для VII горизонта структуры Умид

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., КОНДРУШКИН, Ю.М., АЛИЯРОВ, Р.Ю., КРУТЫХ, Л.Г. 2007. Изучение и прогнозирование параметров сложных природных резервуаров нефти и газа Южно-Каспийской впадины. Nafta-Press. Баку. 217.

АЛИ-ЗАДЕ, Ак.А. (под ред.) 2005. Геология Азербайджана. Том II. Литология. Nafta-Press. Баку. 278.

ГРИШИН, Ф.А. 1985. Промышленная оценка месторождений нефти и газа. Недра. Москва. 277.

ИТЕНБЕРГ, С.С. 1972. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Недра. Москва. 312.

Рецензент: д.г.-м.н. Р.Ю.Алияров

© Q.M.Səmədov, 2007

LƏNKƏRAN-ASTARA İQTİSADİ RAYONUNDA ƏHALİNİN SƏMƏRƏLİ ƏRAZİ TƏŞKİLİNİN ƏSAS İSTİQAMƏTLƏRİ

Q.M.Səmədov

Azərbaycan MEA H.Ə.Əliyev adına Coğrafiya İnstitutu
AZ1143, Bakı, H.Cavid prosp., 31

Məqalədə müasir dövrdə məskunlaşma sistemində baş verən dəyişikliklər, bu dəyişikliklərin həyata keçirilməsinin zəruriliyi təhlil edilir. Məskunlaşmanın iqtisadi əsaslarının yenidən qurulması, bazar münasibətlərinə uyğun təsərrüfat obyektlərinin təşkil edilməsi onların istehsal etdiyi məhsulların yüksək keyfiyyətli olması şəraitində mümkündür.

Lənkəran-Astara iqtisadi rayonunda sosial-iqtisadi inkişafın təmin edilməsində, əhalinin həyat səviyyəsinin yüksəldilməsində, onların məşğulluğunun artırılmasında yerli təbii şərait və təbii ehtiyatlardan istifadə edilməsi mühüm rol oynayır.

Mövzunun aktuallığı: Bazar iqtisadiyyatı şəraitində əhalinin məskunlaşmasının nizamlanması yeni tələblərə uyğun şəkildə həyata keçirilir. Bu zaman bazar iqtisadiyyatının əsasını təşkil edən tələb və təklif qanunları əsasında istehsalın və xidmət sahələrinin qurulması əsas şərtdir.

Əhalinin ərazi təşkili onun iqtisadi və sosial həyat şəraitini səmərəli təşkil etmək, ərazinin fiziki-coğrafi şəraitindən asılı olmayaraq vahid ərazi sistemlərinin yaranması və idarə olunması deməkdir. Təsərrüfatın bazar qanunları əsasında qurulması, sağlam rəqabət şəraitində onun inkişaf etdirilməsi, əhalinin məskunlaşmasını nizamlamaq üçün davamlı iqtisadi inkişafa nail olunması, təsərrüfatın sahə və ərazi strukturunun təkmilləşdirilməsi əhalinin ərazi təşkilində mühüm rol oynayır. Çünki əhalinin özünə yaşayış yeri seçərkən təbi-coğrafi amillərlə yanaşı, sosial-iqtisadi amillər də mühüm rol oynayır.

Əhalinin səmərəli ərazi təşkilində qarşıya qoyulan məqsəd məskunlaşmanın daha səmərəli və perspektivli olması, məhsuldar qüvvələrin yerləşməsinin yaşayış məntəqələrinin inkişafına və əhalinin həyat səviyyəsinin yüksəlməsinə xidmət etməsidir.

Tədqiqatın nəticələri: Lənkəran-Astara iqtisadi rayonunda əhalinin ərazi təşkili və məskunlaşmanın nizamlanması zamanı ərazinin coğrafi mövqeyi, relyef-iqlim xüsusiyyətləri nəzərə alınır. Ərazinin qeyri-bərabər mənimsənilməsi, düzən ərazilərdə şəhərlərin, iri kənd yaşayış məntəqələrinin və kənd aqlomerasiyalarının olması əhalinin sıxlığının artmasına səbəb olmuşdur. Kiçik və orta şəhərlərdə sosial-iqtisadi şəraitin yaxşılaşdırılması məskunlaşmanın idarə edilməsində mühüm rol oynaya bilər.

Məskunlaşma mərkəzlərinin müəyyən edilməsi zamanı kənd və şəhər məntəqələrinin yerinə yetirdiyi funksiyalarla yanaşı, onların ətraf ərazilərə təsirini və əlaqələrini nəzərə almaq vacibdir. Düzən ərazilərdə iqtisadi rayonun əhalisinin 73,7%-i yaşayır. Əhalinin yarıdan çox hissəsinin düzən ərazilərdə məskunlaşması bir çox problemlər yaradır. Bunların həll edilməsi əhalinin sayı və sıxlığı artdıqca çətinləşir. Urbanizasiya səviyyəsinin aşağı olması və düzən ərazilərdə olan məskunlaşma areallarında əhalinin sıxlığının yüksək olması dağətəyi və alçaq dağlıq ərazilərdə məskunlaşan əhalinin yerləşməsində, torpaqla təmin edilməsində və təsərrüfat obyektləri qurulmasında problemlər yaradır.

İqtisadi rayonda məskunlaşan əhalinin sosial-iqtisad və mədəni-mənəvi tələbatlarının tam ödənilməməsi, həyat səviyyəsinin getdikcə aşağı düşməsi, iş yerlərinin az olması, regionda mövcud olmuş müəssisələrin fəaliyyətinin dayanması onların ərazidən getməsinə səbəb olur.

İnzibati rayonlara daxil olan ərazilərdə iqtisadi-sosial, təsərrüfat-təşkilat işləri, mədəni xidmət funksiyalarını rayon mərkəzləri yerinə yetirir. İqtisadi rayonda iri kəndlər sosial-mədəni, təsərrüfat, inzibati (kənd bələdiyyələri) idarəetmə funksiyaları yerinə yetirirlər.

Kənd məskunlaşmasında rayon mərkəzləri olan şəhərlər, eləcə də kiçik və orta şəhər məntəqələri olan qəsəbələr əhəmiyyətli rol oynayır. Kəndlərin yerinə yetirdiyi funksiyalardan və relyef xüsusiyyətlərindən asılı olaraq onlarda

yaşayan əhalinin sayı dəyişir. Kəndlərdə əhalinin sayının artması məskunlaşmanın inkişafı üçün əhəmiyyətlidir və keyfiyyət dəyişməsidir. Belə kəndlərdə sosial infrastrukturun qurulması onların su, işıq, istiliklə təminatının yaxşılaşması, həyat səviyyəsinin də yüksəlməsi əhalinin miqrasiyasının azalmasına gətirib çıxarır. Bu proseslər digər demoqrafik proseslərə də müsbət təsir göstərir.

Lənkəran-Astara iqtisadi rayonunda olan kənd məskunlaşmasında iri kəndlər çoxfunksiyalı olmaqla ətrafdakı kənd məskunlaşmasında dayaq karkası rolunu oynayır.

Lənkəran-Astara iqtisadi rayonuna daxil olan inzibati rayonlarda məskunlaşma mərkəzlərinin müəyyən edilməsi və onların təsiri altında olan arealların ayrılması yaşayış məntəqələrinin həmin ərazilərdə cəmləşməsinə görə müəyyən edilir. İqtisadi rayonun şəhər yaşayış məntəqələri Bakı-Astara magistral avtomobil yolu boyunca yerləşmişdir. Şəhər məntəqələri arasındakı orta məsafə 15 km-dir. Şəhər məntəqələrinin 5 km-lik radiusda təsiri daha çoxdur.

Lənkəran-Astara iqtisadi rayonunda məskunlaşmanın formalaşmasında torpaq-iqlim və relyef şəraiti ilə yanaşı, kənd təsərrüfatı və sənayenin yerləşməsi də mühüm amildir. Məskunlaşmanın formalaşmasında əmək ehtiyatlarının sayı, tərkibi, təhsil-peşə səviyyəsi də mühüm rol oynayır. Sosial infrastruktur şəraiti də məskunlaşmada əsas amillərdən biri kimi nəzərə alınmalıdır.

Lənkəran-Astara iqtisadi rayonunda əhalinin ərazi təşkilində şəhər yaşayış məntəqələrinin inkişaf etdirilməsi mühüm əhmiyyət kəsb edir. Əhalinin şəhərlərdə toplanması ilə eyni vaxtda sosial infrastruktur şəbəkəsini genişləndirmək, yeni iş yerləri yaratmaq, əhalinin həyat səviyyəsini yüksəltmək üçün təminat şəraitini yaxşılaşdırmaq zəruridir.

Şəhərlər təkcə inzibati mərkəz rolunu oynamır. Şəhərlərdə sənayenin inkişaf etdirilməsi ətrafda olan kənd yaşayış məntəqələrində əhalinin işlə təmin edilməsində mühüm əhmiyyət kəsb edir. Bu məntəqələr əhalinin sosial həyat şəraitini yüksəltmək üçün dayaq mərkəzləri kimi çıxış edir (Eminov Z, 2005).

Sənayecə zəif inkişaf etmiş şəhərlər təşkilati və idarəetmə funksiyası ilə yanaşı, həm də onun ətrafında olan məntəqələrin əhalisinə xidmət edən mərkəzlər rolunu oynayır.

Lənkəran-Astara iqtisadi rayonunda mövcud olan şəhərlər kiçik və orta şəhərlər qrupuna daxildir. Burada kiçik və orta şəhərləri inkişaf etdirməklə məskunlaşma sisteminə təsir etmək mümkündür. Bu şəhər məntəqələrinin inkişaf etdirilməsi əhalinin iri şəhərlərə miqrasiyanın qarşısını almaqla yanaşı, əhalinin demoqrafik göstəricilərinə təsir göstərir. Görülən tədbirlər şəhər və kənd əhalisinin işlə təmin olunmasında əhəmiyyətlidir.

Şəhər məntəqələrindən uzaqlaşdıqca onların ətraf ərazilərə təsiri azalır (Mehrəliyev, 2003). Şəhərlərin ətraf ərazilərlə təsir dairəsini artırmaq üçün kiçik və orta şəhərlərin sosial-iqtisadi inkişafının yaxşılaşdırılması, kənd məntəqələrində ilkin emal və infrastruktur sahələrinin inkişaf etdirilməsi zəruridir. Bu proses eyni zamanda əhalinin demoqrafik göstəricilərinin nizamlanması və idarə edilməsi üçün şərait yaradır (Mehrəliyev, 2003; Muradov, 2004). Kiçik və orta şəhərlərin sosial-iqtisadi inkişafı, təsərrüfat strukturunun təkmilləşdirilməsi miqrasiya proseslərini məhdudlaşdırmaqla yanaşı, məskunlaşmanın təkmilləşdirilməsinə şərait yaradır. Urbanizasiya səviyyəsinin yüksəlməsi yeni iş yerlərinin yaranmasına səbəb olur, insanlar iş və peşə seçimində daha geniş imkanlara malik olurlar. Şəhərlərdə istehsal və emal müəssisələri, sosial infrastruktur obyektləri çox olduğundan əmək ehtiyatlarından istifadə etmək üçün daha əlverişli şərait yaranır.

Sosial-iqtisadi inkişaf səviyyəsinin yüksək olduğu şəhərlərdə sənaye obyektləri və xidmət sahələrinin yerləşməsi kəndlərin sosial-iqtisadi inkişafına əhəmiyyətli təsir göstərir. İqtisadi rayonda mövcud olan əmək ehtiyatlarından düzgün istifadə olunmaması onların bir hissəsinin işsiz qalmasına gətirib çıxarır. Belə vəziyyət əhalinin miqrasiyasını artırır, onun cins-yaş tərkibinin dəyişməsinə, demoqrafik proseslərin pozulmasına səbəb olur (1991-2005-ci illərdə…, 2005; Mehrəliyev, 2003).

İqtisadi rayonun əlverişli torpaq-iqlim ehtiyatları və relyef şəraiti kənd təsərrüfatının inkişafı üçün əlverişlidir. Lakin kənd təsərrüfatı məhsulları emal edən texnologiyanın və ixtisaslı kadrların çatışmaması, nəqliyyat, enerji və s. problemlərlə əlaqədar olaraq məhsul sona qədər emal edilmir. Becərilən kənd təsərrüfatı məhsullarının əsas hissəsi istehlak üçün bazara çıxarılır.

Lənkəran iqtisadi rayonun iqtisadi səviyyəsinə və əhalisinin sayına görə ən böyük şəhərdir (Əhalinin 1999-cu il…, 2000-2001; Azərbaycanın statistik…, 1992-2005). Şəhərin təsərrüfat strukturunda kənd təsərrüfatı məhsullarının emalına əsaslanan yeyinti sənayesi müəssisələri və xidmət sahələri mühüm yer tutur. Lənkəran şəhəri regionda sənaye cəhətdən inkişaf etsə də, istehsal sahələrinin məhdudluğu, əmək tutumlu sahələrin az olması, son dövrlərdə onların çoxunun tam gücü ilə işləməməsi, nəticədə əhalinin məşğulluğunun aşağı düşməsi yüksək təbii artım şəraitində şəhər əhalisinin zəif artmasına səbəb olur.

Lənkəran şəhərində mövcud olan çay emalı müəssisələri müasir texnologiyalar əsasında fəaliyyət göstərir. Bu sahənin daha da inkişaf etdirilməsi üçün potensial şərait vardır.

Subtropik və sitrus meyvələrinin becərilməsi və onların emalı da Lənkəran rayonunda inkişaf etdirilə bilər. Bu meyvələrin konservləşdirilməsi, şirələr, hazırlanması üçün müasir texnologiyalardan istifadə olunması regionun sosial-iqtisadi inkişafına, kənd təsərrüfatı məhsulları becərilməsinin artımına, əhalinin məşğulluğunun yüksəlməsiənə şərait yaratmış olar.

Lənkəran şəhərində balıqçılığın və balıq emalı müəssisələrinin inkişaf etdirilməsi qarşıda duran məsələlərdən biridir. Bu sahənin daha da inkişaf etməsi həm respublika, həm də iqtisadi rayon əhalisinin balıq və balıq məhsullarına olan tələbatının ödənilməsində mühüm əhəmiyyət kəsb edir. Bununla yanaşı, görüləcək işlər Lənkəran şəhərinin əhalisinin məşğulluq səviyyəsinin yüksəlməsində də mühüm rola malikdir.

İqtisadi potensialına, yerinə yetirdiyi iqtisadi, sosial, təsərrüfat-təşkilat funksiyasına və əhalisinin sayına görə regionun ikinci yaşayış məntəqəsi **Cəlilabad şəhəridir**. Şəhərin iqtisadi bazasını kənd təsərrüfatı məhsullarının emalına əsaslanan yeyinti sənayesi, toxuculuq, tikinti, xidmət və s. sahələr təşkil edir. Şəhərin iqtisadi bazasının yenidən qurulması, mövcud sahələrin təkmilləşməsi vacibdir. Burada əhaliyə xidmət infrastruktur sahələri, yerli tələbatı ödəyən istehsal sahələri bazar iqtisadiyyatına uyğun yaradılmalıdır. Şəhərdə olan yeyinti sənayesi müəssisələri keyfiyyətli məhsul istehsal etməli, rəqabətə davam gətirməlidir. Cəlilabad rayonunda üzümçülüyün yenidən bərpa edilməsi həm kənd əhalisinin, həm də şəhər əhalisinin bir çox hissəsinin məşğulluğunun təmin olunması ilə yanaşı, iqtisadi cəhətdən səmərəli olar.

Astara rayonunun da iqtisadi bazası əsasən kənd təsərrüfat məhsullarının istehsalı və emalına əsaslanır. Rayonun təsərrüfatında əsas yeri əkinçilik tutur. Sənaye sahələrinin inkişaf etdirilməsinə geniş şərait olmasına baxmayaraq, uzun illər bu iş həyata keçirilməmişdir. Rayonun elektrik enerjisinə tələbatını ödəmək, əhalinin məşğulluğuna kömək məqsədi ilə Astarada modul tipli İES tikilmişdir.

Masallı rayonunda urbanizasiya səviyyəsinin yüksəldilməsi üçün şəhərlərdə yeni istehsal və xidmət obyektləri yaradılmalı, yaşayış üçün əlverişli mənzil şəraiti qurulmalı, onlar işıq, su, qaz ilə təmin edilməlidir. Sənaye sahələri əsasən kənd təsərrüfatı məhsulları emal edən yüngül və yeyinti sənayesi sahələrindən ibarətdir. Son vaxtlar mebel sənayesinin inkişaf etməsi əhalinin məşğulluğunun təmin edilməsində mühüm rol oynayır.

İqtisadi rayonda turizmin inkişafı üçün əlverişli təbii-iqlim şəraiti vardır. Kurort-sanatoriya və turizm obyekilərinin müasir tələblərə uyğun qurulması yerli və xarici turistlərin gəlməsinə şərait yaratmaqla yanaşı, regionun sosial-iqtisadi inkişafına əhəmiyyətli təsir göstərə bilər. Rayonda mövcud olan mineral bulaqlardan süfrə sularının qablaşdırılması da mühüm əhəmiyyət kəsb edir.

Yardımlı və Lerik rayonları əsasən dağlıq ərazidə yerləşən heyvandarlıq rayonlarıdır. Bu rayonlarda arıçılıq, ətlik-südlük heyvandarlıq inkişaf etmişdir. Taxılçılıq və tütünçülük əkinçiliyin inkişaf etmiş sahələridir.

Bu rayonlarda sosial sferanın inkişafı və xidmət səviyyəsi də aşağı səviyyədədir. Sosial sferanın geriliyinə əsas səbəb uzun illər ətraf regionların, xüsusilə də dağlıq ərazilərin inkişafına kifayət qədər maliyyə vəsaiti ayrılmamasıdır. Dağlıq ərazilərin əksər hissəsi, o cümlədən Lerik və Yardımlı rayonları xarici ölkələrlə həmsərhəddir. Bu baxımdan dağlıq ərazilərdə əhalinin məskunlaşmasının yenidən qurulması, kənd məskunlaşmasının davamlı inkişafını təmin edilməsi üçün sosial-iqtisadi şəraitin yaradılması vacibdir.

Avtomobil yollarının bərpası və yenilərinin inşası, elektrik enrejisinə olan tələbatın ödənilməsi, qaz kəmərlərinin çəkilməsi və əhaliyə fasiləsiz təbii qaz verilməsi əhalinin sosial prob-

lemlərinin həll edilməsi, miqrasiyasının azalması, yaşayış məntəqələrinin inkişafı üçün mühüm amillərdir. Rayonlarda sənətkarlıq və xalçaçılığın inkişaf etdirilməsi əmək ehtiyatlarının işlə təminatına şərait yaradır.

Yekun: Lənkəran-Astara iqtisadi rayonunda məskunlaşmanın səmərəli istiqamətdə qurulması, əhalinin həyat səviyyəsinin yüksəldilməsi üçün kənd təsərrüfatı məhsullarının istehsalının artırılması, onun emalını həyata keçirən müəssisələrin yenidən qurulması zəruridir. Məskunlaşmanın sosial bazasının da əhalinin müasir tələbləri səviyyəsində qurulması lazımdır.

ƏDƏBİYYAT

Azərbaycanın statistik göstəriciləri. 1992-2005, DSK, Bakı

EMINOV, Z.N., 2005. Azərbaycanın əhalisi. Çıraq, Bakı.

Əhalinin 1999-cu il siyahıyaalmasının yekunları. 2000-2001, DSK, Bakı.

MEHRƏLIYEV, E.Q., 2003. Azərbaycan Respublikasında demoqrafik proseslərin regional təhlili. Bakı.

MURADOV, Ş.M., 2004. İnsan potensialı: əsas meyllər, reallıqlar, problemlər. Elm, Bakı.

1991-2005-ci illərdə Azərbaycan Respublikasında əhalinin sayı və təbii hərəkəti, 1991-2005, Bakı, DSK.

Məqaləyə c.e.d. N.H.Əyyubov rəy vermişdir

© M.A.Abduyev, 2007

ANTROPOGEN YÜKLƏNMƏYƏ GÖRƏ ÇAY HÖVZƏLƏRİNİN EKOLOJİ VƏZİYYƏTİNİN QİYMƏTLƏNDİRİLMƏSİ (Azərbaycan Respublikası daxilində)

M.A.Abduyev

Azərbaycan MEA akad. H.Ə.Əliyev adına Coğrafiya İnstitutu
AZ1143, Bakı, H.Cavid prosp., 31

Çay hövzələrinin antropogen yüklənmə dərəcəsinə görə ekoloji vəziyyəti bal sistemi tətbiq edilməklə qiymətləndirilmişdir. Antropogen yüklənməni müəyyən etmək üçün hövzələrin hər km²-nə düşən əhali və heyvan sıxlığının, hövzənin meşəlilik və antropogenləşmə əmsallarının, həmçinin çayların çirklənmə dərəcəsinin göstəricilərindən istifadə edilmişdir. Tədqiq olunan çay hövzələrinin 2%-nin zəif, 25%-nin mülayim, 73%-nin isə əhəmiyyətli dərəcədə antropogen yüklənməyə məruz qaldığı aşkar edilmişdir. Çay suları çirklənmə indeksinə görə əsasən mülayim çirklənmiş və çirklənmiş (III və IV sinif) sulara aid edilmişdir.

Çaylar coğrafi landşaftın tərkib hissəsi olduğundan burada baş verən hər bir dəyişiklik çayın rejimində də öz əksini tapır. Bu dəyişikliklərin birliyini ərazinin ekoloji təhlükəsizliyinin pozulması kimi başa düşmək olar (Alekseyevski və b. 1999). Bu özünü su ehtiyatlarının çatışmamazlığında, su ekosistemlərinin deqradasiyaya uğramasında, subasma ehtimallarının və təhlükəsinin artmasında, məcranın deformasiyasında, suyun keyfiyyətinin pisləşməsində və bununla bağlı əhalinin sağlamlığında baş verən neqativ dəyişikliklərdə göstərir. Çaylarda suyun keyfiyyəti təbii amillər və antropogen yüklənmə ilə əlaqəlidir. Çayların antropogen yüklənməsi suyun götürülməsi, su obyektlərinə sənaye, kənd təsərrüfatı, kommunal-məişət sahələrinin çirkab sularının axıdılması, torpaqların şumlanması, sosial infrastrukturun yaradılması və s. ilə xarakterizə olunur.

Ekoloji problemlərin həllinə hövzələrin antropogen yüklənməsini müəyyən etmək yolu ilə nail olmaq mümkündür. Azərbaycanın dağ çaylarının hövzələrinin ekoloji vəziyyətini qiymətləndirmək, antropogen yüklənməni müəyyən etmək üçün hövzələrin hər km²-nə düşən əhali və heyvan (ev quşları, donuz, iri və xırdabuynuzlu mal-qara) sıxlığının, hövzənin meşəlilik və antropogenləşmə əmsallarının və çayların çirklənmə dərəcəsinin göstəricilərindən istifadə edilmişdir. Kiçik Qafqaz vilayətinin bir hissəsinin Ermənistan tərəfindən işğal olunması ilə əlaqədar cənub-şərq yamacın çay hövzələri tədqiqata daxil edilməmişdir.

Tədqiqatın birinci mərhələsində 1: 200000 miqyaslı xəritədə suayrıcı xətlər vasitəsilə əsas çay hövzələri ayrılaraq, onların daxilindəki yaşayış məntəqələri müəyyən edilmiş, sonra isə Azərbaycan Respublikası Dövlət Statistika Komitəsinin əhalinin 1999-cu il siyahıyaalınma məlumatlarına və 2005-ci ilin statistik göstəricilərinə əsasən həmin məntəqələrdəki əhalinin sayı cəmlənərək, hər bir hövzə üçün ümumi əhali sayı tapılmışdır. Daha sonra tapılmış əhali sayına və hövzənin sahəsinə əsasən hər km²-ə düşən əhalinin orta sıxlığı müəyyən edilmişdir.

Çay hövzələrinin antropogen yüklənməsini qiymətləndirmək üçün bal sistemi tətbiq olunur (Alekseyevski, 2003). Belə ki, əhalinin sıxlığı 5 nəfərdən az olduqda hövzənin vəziyyəti 1 bal, sıxlıq 5 nəfərlə 24 nəfər arasında olduqda 2 bal, 25-49 nəfər olduqda 3 bal, 50-99 nəfər olduqda 4 bal, 100-149 nəfər olduqda 5 bal, 150 nəfərdən çox olduqda isə 6 bal qiymətləndirilir. Hövzələrin suyunun keyfiyyətinin pisləşməsi bal sisteminin çoxalmasına uyğun gəlir. Sıxlıq nə qədər çox olarsa su obyektlərinin kimyəvi və bakterioloji çirklənmə ehtimalı da bir o qədər çox olur. Sıxlıq 5 nəfər/km²-dən az olduqda çayların ekoloji vəziyyəti, demək olar ki, bu antropogen yüklənmə növündən asılı olmur. Öyrənilən ərazidə əhalinin orta sıxlığı yalnız Sumqayıtçay hövzəsində 5 nəfərdən az olduğu üçün həmin hövzənin ekoloji vəziyyəti 1 bal qiymətləndirilmişdir. Sumqayıt şəhəri və onun ətrafındakı yaşayış məntəqələri Sumqayıtçay hövzəsində yerləşsələr də onların təsiri daha çox Xəzər dənizinə olduğu üçün həmin məntəqələrin əhalisi qeyd edilən hövzəyə aid edilməmişdir. Əgər sıxlıq 5-24 nəfər/km² arasındadırsa, suyun istehlak

keyfiyyəti əhalinin həyat fəaliyyəti nəticəsində aşağı düşməyə başlayır. Böyük Qafqaz vilayətində Vəlvələçay, Gilgilçay və Daşağılçay, Lənkəranda Bolqarçay, Naxçıvanda Gilançay, Kiçik Qafqazda isə Kürəkçay hövzəsində əhalinin sıxlığı 5-22 nəfər/km^2 arasında dəyişdiyindən həmin hövzələrin ekoloji vəziyyəti 2 bal qiymətləndirməyə uyğun gəlir. Bunlar çay hövzələrinin 11,8%-ni təşkil edir.

Tədqiq olunan çay hövzələrinin yalnız 15,7%-nin ekoloji vəziyyəti 3 bal qiymətləndirilir. Belə çay hövzələrinə, əsasən, Böyük Qafqazdan axan çayların hövzələri (Pirsaatçay, Girdimançay, Əlicançay, Katexçay, Qaraçay, Quruçay, Çaqacukçay) və Naxçıvanın Əlincəçay hövzəsi aiddir. Bu hövzələrdə əhalinin sıxlığı 29-40 nəfər/km^2 arasında dəyişir.

Ərazinin çay hövzələrinin çox hissəsinin (45%-nin) ekoloji vəziyyəti 4 bal ilə qiymətləndirilir və bu çay hövzələrində sıxlıq 51-96 nəfər/km^2 təşkil edir. Ekoloji vəziyyəti 5 balla qiymətləndirilən çay hövzələri 15,7% təşkil edir. Belə hövzələrə sıxlıq 106-149 nəfər/km^2 arasında dəyişən Qudyalçay, Balakənçay, Talaçay, Viləşçay, Lənkərançay, Təngərudçay, İncəçay və Cəyirçay hövzələri aiddir.

Antropogen yüklənmənin suyun keyfiyyətinə maksimal təsiri Kişçay, İncəçay, Boladıçay, Ordubadçay və Gəncəçay hövzəsinin çaylarına xasdır. Öyrənilən çay hövzələrinin 9,8%-ni təşkil edən bu hövzələrdə sıxlıq hər km^2-də 150 nəfərdən çox olduğu üçün həmin hövzələrin ekoloji vəziyyəti 6 bal qiymətləndirilmişdir.

Çay sularının tərkibinə heyvandarlığın təsiri hövzənin hər km^2-nə düşən heyvanların sayından asılıdır (Skornyakov, 1999). Hövzənin hər km^2-nə düşən heyvanların sayı 15 başdan az olduqda, onların suyun keyfiyyətinə təsiri zəif hesab olunur və 1 bal qiymətləndirilir. Heyvanların sayı 15-25 baş/km^2 olduqda 2, 26-40 baş/km^2 olduqda 3, 41-100 baş/km^2 olduqda 4, 101-150 baş/km^2 olduqda 5, 151-dən çox olduqda isə 6 bal qəbul edilir.

Öyrənilən çayların hövzələrində heyvanların sıxlığı 19-690 baş/km^2 arasında dəyişir. Qeyd edilən amilin təsiri ilə suyunun keyfiyyəti 1 bal qiymətləndirilən çay hövzəsi tədqiqata daxil olmamışdır. Yəni hövzələrdəki heyvanların sıxlığı hər km^2-də 15 başdan çox olan çay hövzələri götürülmüşdür. Gilgilçay, Sumqayıtçay, Bolqarçay və Gilançay hövzələrində heyvanların sıxlığı 19-24 baş/km^2 təşkil etdiyi üçün həmin hövzələrin suyunun keyfiyyəti 2 bal qiymətləndirilmişdir. Bu hövzələr tədqiqata daxil olan hövzələrin 7,8%-ni təşkil edir. Suyunun keyfiyyəti 3 bal qiymətləndirilən çay hövzələri də öyrənilən hövzələr sırasına daxil olmamışdır.

Hövzələrin 7,9%-də suyun keyfiyyəti 4 ballıq sistemə uyğun gəlir. Bu hövzələrdə heyvanların sıxlığı 57-100 baş/km^2 təşkil edir. Qaraçay, Vəlvələçay, Daşağılçay və Kürəkçay hövzələri bu qrupa aiddir.

Hövzələrin 17,6%-də heyvanların sıxlığı 101-130 baş/km^2 olduğundan həmin hövzələrdəki suyun keyfiyyəti 5 bal qiymətləndirilmişdir. Hövzələrin böyük əksəriyyətində (66,7%) heyvanların sıxlığı hər km^2-də 150 başdan çox olduğu üçün həmin hövzələrin suyunun keyfiyyəti 6 bal qiymətləndirilmişdir.

Suyun keyfiyyəti hövzənin meşəlilik dərəcəsindən də asılıdır. Meşə ehtiyatlarının istifadəsi maye və asılı gətirmələr, həmçinin həll olmuş maddələrin illik və fəsillik axımının çoxillik dəyişməsinə təsir göstərir. Meşələrin qırılması və bərpası torpaqdakı məhlulun pH göstəricisinin dəyişməsi və ağır metalların miqrasiyasının zonal xüsusiyyətlərinin pozulması ilə müşahidə olunur. N.İ.Alekseyevski (2003) qeyd edir ki, bu tip antropogen yüklənmənin çaylara təsirini müəyyən etmək çox çətindir. Odur ki, onun axıma təsiri yalnız təxmini olaraq bal dərəcəsi ilə müyyən edilə bilər. XX əsrin əvvələrində tədqiq olunan çay hövzələrində meşəlilik 35%-ə çatırdı (Xəlilov 2000). Bu qiymət «0» bal kimi qəbul edilə bilər. Meşəlilik 35%-dən çox olduqda axımın dəyişməsinə meşənin müsbət təsir göstərməsi -1 balla, meşəlilik 35%-dən az olduqda isə meşənin mənfi təsir göstərməsi +1 balla ifadə olunur.

Çay hövzələrinin yalnız 6%-ni təşkil edən Balakənçay, Katexçay və Talaçay hövzələrində meşəlilik 35%-dən çoxdur. Ona görə də həmin çay hövzələrində meşənin axıma müsbət təsir göstərməsi -1 bal qiymətləndirilmişdir.

Çay sularının keyfiyyəti həm də ərazinin antropogenləşmə dərcəsindən asılıdır. Antropogenləşmə dərəcəsinin artması su obyektlərində axımın il ərzində paylanmasının, asılı gətirmələr və cirkləndirici maddələr axımının çoxalmasına səbəb olur. Antropogenləşmə əmsalı 0,2-dən kiçik olduqda hövzənin yüklənməsi təbii kimi qəbul edilərək 1 bal götürülür. Əmsal 0,2-0,4 arasında olduqda 2, 0,41-0,60 arasında olduqda 3, 0,60-0,80 arasında olduqda 4, 0,81-dən böyük olduqda isə 5 bal qəbul edilir (Alekseyevski, 2003). B.Ə.Budaqov və Y.Ə.Qəribovun (2000) tədqiqatlarına görə, respublika ərazisinin antro-

pogenləşməsi şaquli zonallığa uyğun olaraq çayların mənsəbindən mənbəyinə doğru dəyişir və yüksəklik artdıqca hövzələrin antropogenləşmə əmsalı əsasən kiçilir. Çayların aşağı axınında antropogenləşmə əmsalı 0,8-0,9 arasında, orta axında 0,3-0,6 arasında, yuxarı axında isə 0,1-0,2 arasında dəyişir. Mənbədən mənsəbə doğru antropogenləşmə dərəcəsinin qeyd edilən istiqamətdə dəyişməsini nəzərə alsaq, hövzələrin antropogenləşmə əmsalının qiymətini orta hesabla 0,5 qəbul edə bilərik. Bu da 3 ballıq antropogen yüklənməyə uyğun gəlir.

Suyun keyfiyyəti əhəmiyyətli dərəcədə dəyişməsi onlara axıdılan çirkab sularının miqdarından asılıdır. Respublikadakı 65 iri şəhər və rayon mərkəzindən yalnız 25-də kanalizasiya sistemi mövcuddur ki, bunun da 17-də təmizləyici qurğular vardır. Azərbaycanın su obyektlərinə ildə 73,3 mln.m^3 su axıdılır ki, bunun 25,3 mln.m^3-i çirkab sularının, 48 mln.m^3-i müəyyən təmizlənmə prosesi keçən suların payına düşür.

Ümumiyyətlə, çaylara axıdılan çirkab suları, adətən, 2 göstərici ilə qiymətləndirilir (Skornyakov, 1999).

1) Çaya axıdılan çirkab suyunun çayın illik axımına nisbəti ilə;

2) Çay axımının 1m^3-nə düşən çirkab suyunun həcmi ilə.

Xarakterik çay hövzələrinin antropogen yüklənməsinin qiymətləndirilməsi

Çayın adı	Antropogen yüklənmə (balla)					Balların cəmi	Antropogen yüklənmənin intensivliyi	
	Əhalinin sıxlığı	Heyvanların sıxlığı	Meşəlilik	Antropogenləşmə	Axıdılan çirkab suları		dərəcə	sinif
Qusarçay	4	6	+1	3	3	17	əhəmiyyətli	IV
Qudyalçay	5	6	+1	3	3	18	əhəmiyyətli	IV
Çaqacukçay	3	5	+1	3	3	15	«---»	III
Vəlvələçay	2	4	+1	3	3	13	mulayim	III
Sumqayıtçay	1	2	+1	3	3	10	zəif	II
Göyçay	4	6	+1	3	3	17	əhəmiyyətli	IV
Türyançay	4	6	+1	3	3	17	«---»	IV
Balakənçay	5	6	-1	3	3	16	əhəmiyyətli	IV
Katexçay	3	5	-1	3	3	13	mulayim	III
Talaçay	5	6	-1	3	3	16	əhəmiyyətli	IV
Kişçay	6	6	+1	3	3	19	«---»	IV
Ağstafaçay*	4	6	+1	3	3	17	«---»	IV
Zəyəmçay	4	6	+1	3	3	17	«---»	IV
Şəmkirçay	4	6	+1	3	3	17	«---»	IV
Qoşqarçay	4	6	+1	3	3	17	«---»	IV
Arpaçay*	4	6	-	3	3	16	«---»	IV
Naxçıvançay	4	5	+1	3	3	16	«---»	IV
Gilançay	2	2	+1	3	3	11	«---»	III
Viləşçay	5	6	+1	3	3	18	«---»	IV
Lənkərançay	5	6	+1	3	3	18	«---»	IV

*- yalnız respublika daxilindəki hövzəsi verilmişdir.

Tədqiq olunan çayların, demək olar ki, hamısı az və ya çox dərəcədə bu növ antropogen yüklənməyə məruz qalır. Çay hövzələrində axımın keyfiyyətinə yaşayış məntəqələrindən atılan çirkab suları ilə yanaşı, məcradan qum və çınqılın yığılması, sahillərdə pərakəndə fəaliyyət göstərən istirahət zonalarından və digər məişət-sosial obyektlərindən çaya axıdılan çirkab suları, çayın məcrasında müxtəlif tikinti işlərinin aparılması və s. kimi fəaliyyət növləri də təsir göstərir. F.Ə.İmanov və R.H.Verdiyev (2006) qeyd edirlər ki, Azərbaycan ərazisindən Xəzərə tökülən kiçik çaylara çirkab suları tökülsə də, həmin suların həcmi çayların axım həcmi ilə müqayisədə xeyli kiçikdir. Ş.B.Xəlilovun (2003) tədqiqatlarına görə, Naxçıvançaya sutkada 47 min.m^3, Gəncə şəhərindən Gəncəçaya isə sutkada 300 min.m^3 çirkab suları axıdılır. Naxçıvançayın sutkalıq axım həcminin 650 min. m^3 olduğunu nəzərə alsaq, axıdılan çirkab suyunun həmin həcmdən 14 dəfə az olduğu (7%) aydın olur. Gəncəçayın isə sutkalıq axım həcmini 440 min. m^3 qəbul etsək, ona tökülən çirkab suyu həmin həcmdən 1,5 dəfə az olmaqla sutkalıq axımın 68%-ni təşkil edir.

R.M.Məmmədovun (2003) tədqiqatlarına görə, Qazax şəhərindən Ağstafaçaya ildə 655 min. m^3-dək, Tovuz şəhərindən Tovuzçaya 1 mln. m^3-dək, Daşkəsən rayonu ərazisindən və Gəncə şəhərindən isə Qoşqarçaya ildə orta hesabla 400 min. m^3-dək çirkab suları axıdılır.

Ümumiyyətlə, hövzəsində müxtəlif növ antropogen fəaliyyət inkişaf edən çayların 2-5 bal arasında çirklənməyə məruz qaldığı göstərilir (Alekseyevski, 2003). Hər bir çaya axıdılan çirkab sularının həcmi haqqında məlumatların az olmasını, onların illik axıma olan nisbətini təyin etməyin çətinliyini nəzərə alsaq, tədqiq olunan çayların çirklənmə dərəcəsini orta hesabla 3 bal qiymətləndirə bilərik.

Çayların vəziyyətinin inteqral dəyişməsi hövzələrin müxtəlif növ antropogen yüklənməsinin ballarının cəminə uyğun gəlir (cədvəl). Əgər ümumi balların cəmi 5-dən az olarsa, çayların vəziyyətinə antropogen yüklənmənin təsiri yox dərəcəsində qəbul olunur. Balların cəmi 5-10 arasında olduqda çayların vəziyyəti zəif antropogen yüklənmə, 11-15 arasında olduqda mülayim, 16-20 arasında olduqda isə əhəmiyyətli dərəcədə antropogen yüklənmə kimi qiymətləndirilir.

Tədqiq etdiyimiz hövzələrdə balların cəmi 10-19 arasında dəyişir. Yalnız Sumqayıtçay hövzəsinin antropogen yüklənməsini göstərən balların cəmi 10-na bərabər olduğundan həmin hövzə zəif antropogen yüklənməyə məruz qalır. Bu, öyrənilən çay hövzələrinin 2%-ni təşkil edir. Çay hövzələrinin 25%-nin vəziyyəti 11-15 bal arasında qiymətləndirildiyindən, həmin hövzələrin çayları mülayim dərəcədə antropogen yüklənməyə məruz qalır. Belə hövzələrə Böyük Qafqazda Quruçay, Qaraçay, Çaqacukçay, Vəlvələçay, Gilgilçay, Girdimançay, Əlincançay, Katexçay və Daşağılçay hövzələri, Kiçik Qafqazda Kürəkçay, Lənkəranda Bolqarçay, Naxçıvanda isə Gilançay və Əlincəçay hövzələri aiddir. Öyrənilən hövzələrin əksəriyyəti (73%-i) əhəmiyyətli dərəcədə antropogen yüklənməyə məruz qaldığından bu hövzələrin antropogen yüklənmə dərəcəsi 16-19 bala çatır. Müqayisə üçün qeyd edək ki, yüksək urbanizasiyalaşmış Moskva və Tver vilayətlərinin antropogen yüklənməsi 6-16 bal arasında qiymətləndirilir (Скорняков, 1999).

Çayların kimyəvi çirklənməsi çirklənmə indeksinə görə qiymətləndirilmişdir (Metodiki göstərişlər, 1988). Bu, suyun keyfiyyət siniflərində müxtəlifliyini şərtləndirir. Çirklənmə indeksinə görə çay suları zəif çirklənmiş (II sinif), mülayim (III sinif), çirklənmiş (IV sinif) və güclü çirklənmiş (V sinif) sulara ayrılır. Çaylarda çirkləndirici maddələrin normalaşdırılmış konsentrasiyasında yay qıtsulu dövrdə NH_4, Cu, OKU (oksigenin kimyəvi udulması), şəffaflıq, neft məhsullarında, ayrı-ayrı nümunələrdə isə O_2 və NO_2-də artım müşahidə olunur. Suyun keyfiyyətinin ayrı-ayrı xarakteristikalarının dəyişməsi antropogen yüklənmənin artması ilə uzlaşır. Bütövlükdə öyrənilən çayların suyu sanitar-gigyenik normalara görə III və IV sinifə (mülayim çirklənmiş və ya çirklənmiş) aiddir. Yalnız Sumqayıtçay hövzəsinin yuxarı hissələri zəif antropogen yüklənməyə malik olduğundan çirklənmə indeksinə görə II sinifə aid olmuşdur. Çay hövzələri güclü çirklənməyə məruz qalmadığından V sinifə aid olan çaylar tədqiqata daxil edilməmişdir.

ƏDƏBİYYAT

Azərbaycanın statistik göstəriciləri. 2004. Səda. Bakı.

ARDSK-nin əhalinin 1999-cu il siyahıyaalınma məlumatları.

ARDSK ərzaq təhlükəsizliyi üzrə informasiya sistemi. 2001. Azərbaycanda əhalinin və kənd təsərrüfatının su ilə təminatının vəziyyəti. Bakı. 299.

BUDAQOV, B.Ə, QƏRİBOV, Y.Ə. 2000. Təbii landşaftların antropogenləşməsinin əsas istiqamətləri. Azərbaycan Respublikasının konstruktiv coğrafiyası. Bakı. Elm. 158-170.

XƏLİLOV, M.Y. 2000. Bitki örtüyünün antropogen dəyişməsi və bərpası. *Azərbaycan Respublikasının konstruktiv coğrafiyası* kitabında. Elm, Bakı 131-157.

İMANOV, F.Ə, VERDİYEV, R.H. 2006. İctimayyətin iştirakı ilə Xəzər dənizinə tökülən kiçik çayların mühafizəsi. Bakı. 108.

МАМЕДОВ, Р.М., АГАЛАРОВА, Н.М., ДЖАФАРОВА, Ш.Д., АХМЕДОВА, А.Ф. 2003. Антропогенное воздействие на реки Азербайджана, впадающие в Каспийское море. *Проблемы опустынивания в Азербайджане.* Материалы научно-практической конференции, посвященной 75-летию академика Б.А.Будагова. Баку. 239-247.

АЛЕКСЕЕВСКИЙ, Н.И., ГРИНЕВСКИЙ, С.О., ЕФРЕМОВ, П.В., ЗАСЛАВСКАЯ, М.Б., ГРИГОРЬЕВА, И.Л. 2003. Малые реки и экологическое состояние территории. *Водные ресурсы*, 30, 5, 586-595.

АЛЕКСЕЕВСКИЙ, Н.И., ЗАСЛАВСКАЯ, М.Б., ФРОЛОВА, Н.Л. 1999. Гидроэкологические особенности малых рек центра России. *Проблемы гидрологии и гидроэкологии.* Изд-во МГУ, Москва, 1, 262-281.

Методические указания по формализованной комплексной оценке качества поверхностных и морских вод по гидрохимическим показателям. 1988. ГХИ. Ростов Н/Д. 28.

СКОРНЯКОВ, В.А. 1999. Учет распределения антропогенных факторов и антропогенных нагрузок при оценке качества воды. В: *Проблемы гидрологии и гидроэкологии*. Изд-во МГУ, 1, 238-261.

ХАЛИЛОВ, Ш.Б. 2003. Водохранилища Азербайджана и их экологические проблемы. Баку. 310.

Məqaləyə c.e.d. P.N.Mahmudov rəy vermişdir

© Э.М.Гаджиев, 2007

РЕКРЕАЦИОННО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА МИНЕРАЛЬНЫХ И ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД АЗЕРБАЙДЖАНА

Э.М.Гаджиев

Институт географии им. акад. Г.А.Алиева НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 33

Оценивание всегда предполагает наличие субъект-объектных отношений, определение ценности объекта для субъекта. Для рекреационной географии такие работы являются особыми и очень интересными направлениями на стыке естественных, социальных и технических наук.

Азербайджан необычайно богат лечебно-профилактическими ресурсами. Важнейшими из них являются минеральные и термальные воды, лечебная нефть и лечебные грязи. На территории Азербайджана обнаружено более тысячи источников минеральных вод, изведанные запасы которых составляют более 101 млн. литров в сутки. Многие из них имеют лечебное значение и содержат в своем составе более 50 элементов периодической системы Менделеева, извлечение которых имеет огромное значение для промышленности Азербайджана.

В Азербайджане имеются весьма благоприятные условия для широкого развития курортно-санаторного дела на основе использования этих ресурсов. В настоящее время используется не более 7-10% из имеющихся санаторно-курортных ресурсов.

Специалисты с давних времен придавали огромное значение лечебным свойствам минеральных вод. В 70-е годы прошлого века Овчинниковым А.М., Пантелеевым И.Я., Ивановым В.В., Невраевым Г.А., Барабановым Л.Н. и другими были предложены различные методы оценки минеральных вод. Наиболее приемлемый из них предложен Ивановым В.В. и Невраевым Г.А. и основывается на определении общего солесодержания минеральных вод, ионного, газового составов, количества свободной и растворенной углекислоты, общего количества сероводорода, радона, кремниевых соединений, pH воды, ее температуры и др. показателей, определяющих лечебные свойства минеральных вод.

В современной курортологии для лечебных целей используются минеральные воды с содержанием сероводорода не менее 10 мг/л. Минеральные воды с высоким содержанием сероводорода обнаружены на Абшероне, в Талыше и Нахчыване. Его содержание в Сураханском источнике – 170-400 мг/л, Шиховском – 400 мг/л, Каравансарайском (Шахбузский р-н) – 600 мг/л, Алты-Агаджском – 108 мг/л и т.д. Сероводородные минеральные воды широко используются на Абшероне (Сураханы, Шихово и др.), где функционируют водолечебницы. Кроме того, на Абшероне широко используются воды буровых скважин, содержащие, кроме сероводорода, другие лечебные элементы (йод, бром и др.).

Наибольшим лечебным эффектом обладают углекислые минеральные источники. В Азербайджане они встречаются на Малом Кавказе, в Нахчыване, а также отчасти на Большом Кавказе. По температурным показателям выделяются холодные, теплые и горячие воды. Они бывают хлоридные, сульфатные и главным образом гидрокарбонатные. Из общего количества минеральных источников Азербайджана в около 180 наблюдается выделение углекислого газа.

Наибольшей известностью в Азербайджане и за его пределами пользуются минеральные углекислые воды месторождений Сираб, Джульфа, Бадамлы (Нахчыванская АР), Верхний и Нижний Истису, Багырсах (Кяльбаджарский район). Имеется два Сирабских источника (Бабекский р-н): первый из них является аналогом «Боржоми» и имеет утвержденный эксплуатационный запас 178 $м^3/с$; второй – типа «Нарзан» и имеет утвержденный запас 548 $м^3/с$. (таблица). Высокие эксплуатационные запасы Сирабских источников являются надежной базой для создания здесь курортно-санаторного комплекса.

Джульфинские углекислые, мышьяковистые, гидрокарбонатно-хлоридно-натриевые воды с минерализацией 22 г/л имеют температуру + 40^0 С. В Бадамлинских источниках воды лечебно-питьевые типа «Кисловодск» и «Арзни». Для лечения болезней желудочно-кишечного тракта наиболее важна Вайхырская минеральная вода (Бабекский р-н), которая является аналогом минеральных вод «Пятигорск» и «Ессентуки».

Весьма интересна своими лечебными свойствами группа источников Истису (углекислые, мышьяковистые, кремниевые, термальные, хлоридные, гидрокарбонатные, натриевые воды с минерализацией 6-7 г/л). Разведанные запасы достаточно велики, а наличие радона значительно повышает лечебные свойства минеральной воды. На базе источника «Истису» на высоте 2200 м на правом берегу реки Тертер в 25 км от Кяльбаджарского районного центра был построен уникальный высокогорный санаторий «Истису», уникальность которого заключается в его географическом расположении и составе минеральной воды. Санаторий « Истису» находится в субтропической зоне и защищен от сильных ветров высокими горами. Зима мягкая, средняя январская температура – -6^0С, августа – +15^0С. Среднегодовое количество осадков – 650 мм, основное количество которых приходится на май и июнь. Среднегодовая влажность – 74%, количество солнечных часов – 2000. Воздух прозрачный и чистый. Минеральная вода используется как для питья, так и для приема ванн. Профиль санатория - лечение сердечно-сосудистых заболеваний и опорно-двигательного аппарата. Раньше производился розлив около 200 млн. бутылок в год. Для лечения использовался также метод аэрогелиотерапии. Перспективно также Багырсахское месторождение (Кяльбаджарский р-н) с углекислыми водами с достаточным содержанием радона, углекислого газа (1,5 г\л), кремниевой кислоты (180 мг\л).

Минеральные воды с метаном обычно высокотемпературные (64-95^{0}С) и со значительным дебитом. Известные их источники находятся на Абшероне, в Бабазанане, в Талыше. Широко используются они для лечебной цели в Эркиване (Масаллы), Леж (Девечи), Бабазанане (Сальян). Общее количество метановых источников доходит до 200. Источники минеральных вод с азотом имеются на южных склонах Большего Кавказа и в Талыше, среди которых выделяются холодные (14-18^0 С) и горячие (41-55^0 С) источники. Содержание азота в наиболее известных из них составляет: Алаша – 100% (Астара); Мешасу – 100% (Лянкяран); Леж – 73%; Халтан – 88% (Девечи).

Как было отмечено, наличие радона в составе минеральных вод значительно повышает их лечебную ценность. В достаточном для лечения количестве радон содержится в Багырсахских, Джарлинских источниках, в незначительном количестве – в Дарыдагском и Гахабском источниках. На Джарлинских источниках, воды которых содержат радон, построен санаторий «Шафгат» (28 км к юго-западу от г.Кюрдамир), где успешно проводится лечение сердечно-сосудистых и других заболеваний.

Лечебные свойства минеральной воды определяются в результате экспериментальных исследований. Однако в первом приближении их полезность можно оценивать путем сравнения с аналогичными хорошо изученными и известными минеральными водами. Например, воды источника «Нижний Истису» в Азербайджане являются аналогом известной минеральной воды «Карловы-Вары». Сравнение химического состава этих минеральных вод показывает их идентичность. В то же время наличие большего количества углекислого газа в источнике «Нижний Истису" (4,5 г/л) повышает их лечебные свойства. Аналогом известной минеральной воды «Нафтуся» является минеральная вода «Гала-алты» (Девечинский р-н). Климатические условия санатория Гала-алты, созданного на базе минеральной воды «Гала-алты», более благоприятны для лечения урологических заболеваний, чем в Трускавце, где находится минеральный источник «Нафтуся», где влажность воздуха доходит до 88%, а зима морозная. Такие климатические условия противопоказаны при лечении урологических заболеваний. На курорте же Гала-алты воздух сухой и много солнечных дней, влажность не превышает 50%, среднегодовые осадки составляют не более 400 мм. Скорость ветров колеблется в пределах 0-3 м/сек, редко доходя до 5 м/сек. И не случайно, что в санатории Гала-алты дос-

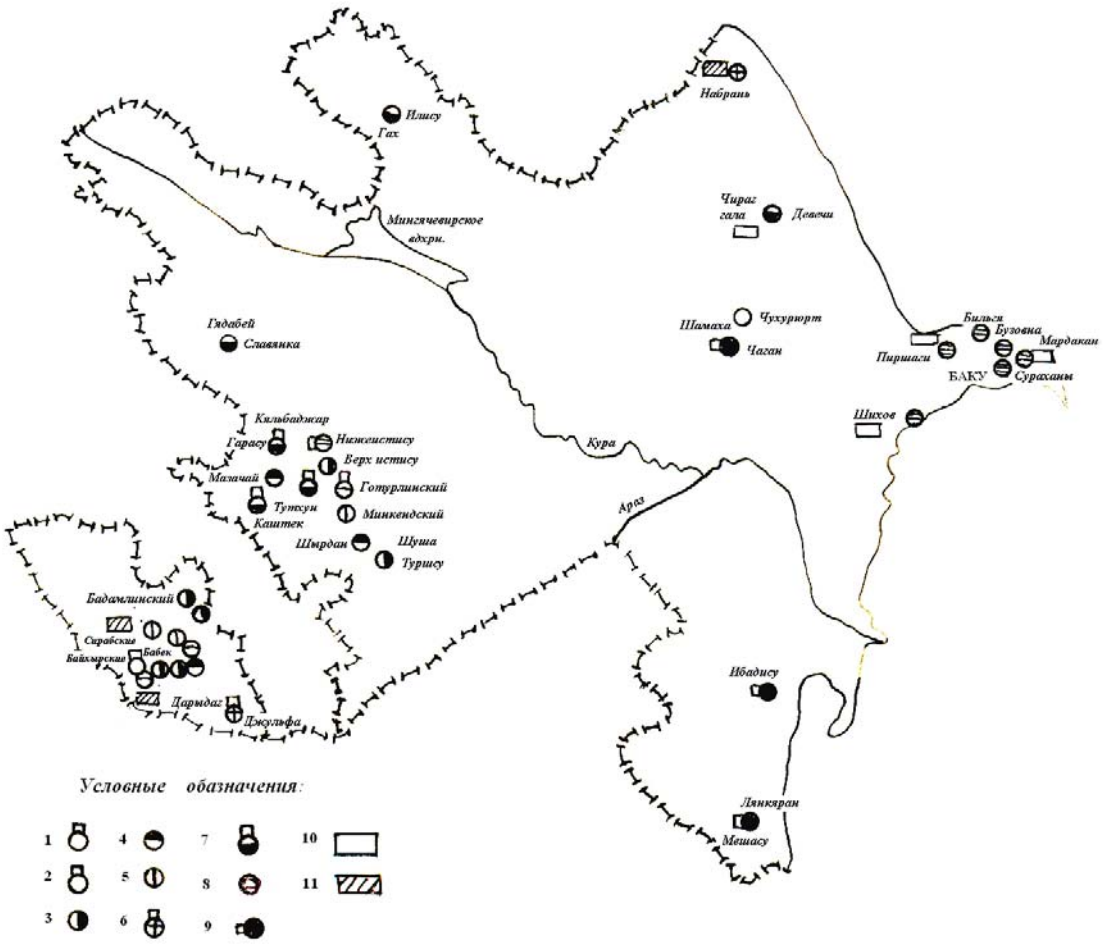
тигнуты хорошие результаты при лечении урологических больных.

Следует отметить, что в Азербайджане почти все минеральные источники находятся в благоприятных климатических и природных условиях, что при наличии их огромного количества позволяет превратить страну в курортную республику. Во всем мире услуги, оказываемые на курортах, очень дорого ценятся. Например, 10 дней отдыха и лечения в санатории Карловы Вары стоят минимум около 1500 долларов США. Приблизительный экономический подсчет показывает, что, создавая современные санатории и курорты, отвечающие мировым стандартам, Азербайджан может иметь доходы не меньше, чем от продажи сырой нефти. Известно, что в настоящее время литр минеральной воды на рынке реализуется в среднем по цене одного литра сырой нефти. Если учесть, что общий дебит всех минеральных и термальных вод Азербайджана составляет 101 млн. л/сутки, то очевидно, что, помимо лечебного, минеральные воды Азербайджана имеют огромный, но пока не реализованный экономический потенциал. Минеральные воды Азербайджана в то же время являются надежной сырьевой базой для химической, фармакологической и теплоэнергетической промышленностей. Минеральные воды в сутки выносят 276 т минеральных солей, 15,7 т углекислого газа, необходимых для пищевой промышленности, а также огромное количество горючего газа (метана). Значительная часть минеральных вод Азербайджана (около 40 млн. л/сут.) является термальной и имеет температуру от 40 до 97^0 С. Эти воды содержат огромную тепловую энергию. Расчеты показывают, что они выносят из недр за сутки столько тепла, сколько получается при сжигании 160 тыс. т каменного угля. Такую дешевую энергию очень выгодно использовать, и особенно на курортах республики.

В таблице приведен перечень важнейших минеральных источников, которые хорошо изучены и на базе которых построены санатории и пансионаты. В первой части таблицы приведены лечебно-питьевые воды, а во второй – минеральные воды лечебного назначения. Приводятся так же аналоги известных минеральных вод. Приведенные эксплуатационные запасы минеральных вод указывают на огромную возможность строительства на их базе новых санаториев и курортов. Неиспользованное количество минеральных вод можно экспортировать. Но пока что более 90% ценнейших минеральных вод Азербайджана без пользы текут и смешиваются с водами рек, озер и морей.

Выводы:

1. На основе рекреационно-географической оценки минеральных источников Азербайджана выделены 33 наиболее перспективных, на базе которых можно значительно расширить сеть лечебно-оздоровительных учреждений (см. рис.).
2. Изучение географического расположения минеральных источников показывает, что выходы выделенных источников удачно сочетаются с живописной природной средой, разнообразием ландшафтных поясов, климатическими условиями, многочисленными историческими и архитектурными памятниками, транспортной доступностью, развитым сельским хозяйством, что облегчает строительство и организацию современных рекреационных и туристических объектов.
3. Практика использования минеральных источников в лечебно-оздоровительных целях указывает на необходимость систематического контроля химического состава вод, информирования населения о целебных и вредных воздействиях их на здоровье человека. В этой связи изучение минеральных источников имеет большое теоретическое и практическое значение.
4. Имея большое лечебно-оздоровительное значение, минеральные воды Азербайджана обладают огромным экономическим потенциалом и являются надежной сырьевой базой для химической, фармакологической и теплоэнергетической промышленностей. Извлечение из минеральных вод микроэлементов, необходимых для поддержания здоровья человека, приготовление на их основе «пищевых добавок» и поставка их на экспорт значительно увеличат валютные поступления в страну.



Карта минеральных источников и курортов Азербайджана.

1 – гидрокарбонатно-натриево-кальциевые, углекислые (дебит – 0,8-6,1 л/с, температура воды – 16-18°С); 2 – гидрокарбонатно-магниево-кальциевые, углекислые (6,4 л/с, 20°С); 3 – гидрокарбонатно-хлоридные (0,8-10 л/с, 15-50 °С); 4 – гидрокарбонатно-кальциевые (2-6 л/с, 20°С); 5 – гидрокарбонатно-хлоридно-натриевые (1,0-50 л/с, 20-30°С); 6 – гидрокарбонатно-натриево-кальциевые, углекислые (0,2-8 л/с, 10-43°С); 7 – хлоридно-гидрокарбонатные, углекислые (1-2 л/с, 18-68°С); 8 – хлоридно-натриевые, иодистый-бромистый (1,0-12,0 л/с, 16-68° С); 9 –хлоридно-натриевые, сероводородные (3,1-12,0 л/с, 31-46°С); 10 –действующие санатории; 11 – источники, на базе которых можно строить новые курорты.

ЛИТЕРАТУРА

АЛЕКСАНДРОВ, В.А. 1932. Классификация минеральных вод. Основы курортологии. Т.1.

АСКЕРОВ, А.Г. 1954. Минеральные источники Азербайджанской ССР. Изд. Азгосуниверситета. Баку. 334.

ГУСЕЙНОВ, М.М. 1969. Курортные ресурсы Азербайджана. Госиздат. Баку. 121.

ИВАНОВ, В.В., НЕВРАЕВ, Г.А. 1968. Классификация подземных минеральных вод. Москва. 168.

КАШКАЙ, М.А. 1952. Минеральные источники Азербайджана. Изд. АН Азерб. ССР. Баку.

ОВЧИННИКОВ, А.М. 1947. Минеральные воды. Госгеоиздат. Москва.

СУЛИН, В.А. 1948. Условия образования, основы классификации и состав природных вод. Изд. АН СССР. Москва.

ЦАРФИС, П.П. 1979. Рекреационная география. Мысль.Москва. 236.

ЩУКАРЕВ, С.А. 1936. Сульфатные воды с физико-химической точки зрения. Т. 3. Труды Центрального Института Курортологии. Москва.

ƏLİYEV, F. Ş. 2000. Azərbaycan Respublikasının yeraltı suları ehtiyatlarından istifadə və ekoekoloji problemləri. Şaşıoğlu.Bakı. 326.

Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана Р.М.Мамедов

ГЕОГРАФИЯ

© Р.М.Мамедов, Ч.С.Алиев, А.А.Фейзуллаев, 2007

О РОЛИ РЕК В ЗАГРЯЗНЕНИИ КАСПИЯ

Р.М.Мамедов[1], Ч.С.Алиев[2], А.А.Фейзуллаев[2]

1 - Институт географии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г. Джавида, 31
2 - Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А

Статья посвящена анализу роли различных рек в загрязнении Каспийского моря. На основании сбора и обобщения фондовых и опубликованных материалов, а также собственных исследований авторов осуществлена количественная и качественная оценка поступления загрязняющих веществ в море из Прикаспийских стран, а также отмечен долевой вклад в загрязнение моря различных рек Азербайджана. Приведены данные о загрязнении донных осадков прибрежной части Азербайджанского сектора Каспия. На примере стока р.Волги, а также сточных вод г.Баку приведены результаты модельных расчетов распространения в Каспии загрязнений в зависимости от климатических условий.

Введение

Каспийское море – самый крупный в мире внутриконтинентальный водоем, не связанный с мировым океаном, площадью более 398000 км^3. Расположено оно во внутренней части Евразии и является удивительным созданием природы.

Каспийское море отличается безмерной красотой, многообразием экосистем и богатыми запасами природных ресурсов, до настоящего времени не изученных полностью и не используемых рационально. Каспийское море имеет климатообразующее значение и уникально тем, что сохранило до нашего времени реликтовую флору и фауну, в том числе крупнейшее в мире стадо осетровых рыб (90 % мирового запаса). В Каспийском море обитает более 500 видов растений и 850 видов животных. Каспий является главнейшим миграционным путем и местом обитания водоплавающих и береговых птиц.

Геологоразведочные работы в регионе позволили выявить ряд крупнейших нефтегазоносных участков в Каспийском море и прилегающей территории.

Экологические проблемы Каспия и его побережья приобрели в последние годы чрезвычайную остроту, что является следствием экстенсивного экономического развития стран, расположенных по периметру Каспийского моря. Это Азербайджан, Россия, Казахстан, Иран и Туркменистан, которые принято называть государствами "бассейна Каспийского моря". На побережье Каспийского моря сосредоточено около 200 крупных городов и более 220 источников промышленных выбросов, достаточно интенсивно влияющих на состояние прибрежных вод.

Результаты исследований

Своеобразие Каспийского моря обуславливает высокую зависимость его водного баланса от воздействия внешних факторов, прежде всего от речного стока и испарения. В общем балансе речного стока в Каспий преобладающую роль играет река Волга, вбирающая в себя значительную часть промышленных отходов Европейской территории России. Годовой сток ее равен примерно 250 км^3. Поэтому не случайно, что преобладающая доля в суммарном объеме загрязнителей, сбрасываемых в Каспий из Прикаспийских стран, приходится на Россию (табл.1). Общее количество техногенных примесей, стекающих с территории России (339,0 тыс. т/год), превышает их содержание в речном стоке Азербайджана (50,0 тыс. т/год), Казахстана (9,1 тыс. т/год) и Ирана (0,46 тыс. т/год).

Таблица 1

Поступление загрязняющих веществ в море с речным стоком из Прикаспийских стран (средние значения в тоннах) (Гюль, 2003)

Сток воды		Нефтяные углеводороды (НУ)		Фенолы		СПАВ		NH_4^+		NO_2^-	
км^3	%		%		%		%		%		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Россия											
284,0	88,7	76157,1^x	95,5	716,4	73,3	5540,0^x	80,6	59874	91,9	11721	56,9
Азербайджан											
19,3	6,0	1975,52^x	2,5	171,0	16,5	656,3^x	9,5	2716,1	4,1	8383	41,0
Казахстан											
12,6	3,9	1323,0^x	1,7	101,0	9,7	618,0^x	9,0	2646,0	4,0	428	2,1
Иран											
4,5	1,4	210,0^x	0,3	5,0	0,5	60,0^x	0,9	-	-	3,0	0,01

NO_3^-		PO_4^{3-}		Металлы		Пестициды		Взвеси	
	%		%		%		%	Тыс. т.	%
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Россия									
165392	82,1	9250	87,0	8222,1^x	64,2	15,4^x	88,2	302332,3	63,4
Азербайджан									
31994	16,0	1447	12,8	2700,0^x	21,0	1,20^x	6,8	14646,0	30,6
Казахстан									
3906,0	1,9	-	-	1722,0^x	13,4	0,8^x	4,6	2800,0	6,0
Иран									
18,5	0,01	17,0	0,2	164,0^x	1,4	0,07^x	0,4	-	-

Основное загрязнение Каспия речными стоками с территории Казахстана происходит по реке Урал. В море поступают ионы тяжелых металлов, концентрация которых превышает предельно-допустимые концентрации (ПДК) в 4-12 раз (Нысанбек, 2003).

Как следует из таблицы 1, Азербайджан занимает вторую позицию среди стран – загрязнителей бассейна Каспийского моря. В этой связи представляет интерес рассмотрение вклада отдельных рек Азербайджана в общий баланс загрязнения Каспия, который отражен в таблице 2.

Вполне понятно, что главным загрязнителем среди рек Азербайджана является главная речная артерия Азербайджана – Кура (вместе с впадающей в нее рекой Араз), которая среди всех впадающих в Каспий рек уступает лишь реке Волге. Ее влияние ощущается далеко за пределами приустьевой области (Ежегодные гидрохимические…, 1983-1994). Второй по роли загрязнителя с территории Азербайджана является река Самур.

Следует отметить, что неблагополучное экологическое состояние характерно для большинства рек, впадающих в Каспий. За последние 15-20 лет в стоках основных рек Каспия количество биогенных элементов и органического вещества увеличилось в среднем почти в 2 раза (Салманов, 1987). Масштабы загрязнения большинством рек бассейна моря в большей степени предопределяются антропогенным воздействием в пределах их акваторий. Нагрузка таких загрязнителей, как нефтепродукты, детергенты, нитритный азот в меньшей степени зависит от объема годового стока, а во многом определяется различного рода аварийными ситуациями, объемами сброса неочищенных сточных вод и качеством работы очистных сооружений. Так, например, объем сточных вод, сбрасываемых ежегодно в Волгу, составляет около 23 км^3 в

год, из которых 12,9 – это так называемые «нормативно чистые» и 10,1 – «загрязненные» (Бухарицин и др., 1996). Эти воды ежегодно поставляют в Волгу (а далее в Каспий) 387 тыс.т органических соединений, 13 тыс.т нефтепродуктов, 396 тыс.т взвешенных веществ, значительное количество фенолов, тяжелых металлов, пестицидов и других загрязняющих веществ (Чуйков и Фишер, 1991). Содержание токсических веществ в сточных водах значительно превышает предельно-допустимые концентрации: нефтепродуктов – от 8 до 60 раз; фенолов – от 3 до 35 раз; тяжелых металлов – от 3 до 13 раз.

Большой объем сточных вод, а следовательно, и загрязняющих веществ, поступает в Каспий и с Абшеронского полуострова, характеризующегося как крупный агро-промышленный комплекс (Большой Баку). Это наглядно видно из данных о содержании в донных осадках различных металлов, приведенных в таблице 3, которые показывают, что в сравнении с крайними северной (Набрань-Низовая) и южной (Лянкяран) частями азербайджанской акватории Каспия Бакинская бухта, примыкающая к полуострову с юга, выделяется относительно высокими концентрациями таких металлов, как ртуть, медь, никель, хром. Содержание вредных примесей в донных отложениях здесь повышено вблизи береговой черты и уменьшается в сторону открытого моря.

Модельный расчет распространения загрязнений, поступающих в Каспий от прибрежных городских хозяйств, на примере города Баку при северных и восточных ветрах со скоростью 6 м/с показан на рисунке 1.

Таблица 2

Долевой вклад отдельных рек Азербайджана в суммарный объем загрязнителей, поступающих в Каспийское море (среднемноголетние значения) (Гюль, 2003)

Водный сток, $км^3$/год	Тонны/год (1978-1995)									Тыс.тонн
	НУ	Фенолы	СПАВ	NH_4^+	NO_2^-	NO_3^-	PO_4^{3-}	Металлы	Пестициды	Взвеси
Самур										
2,2	220	4,4	39,6	902	63,8	1078	220	66,2	0,06	5002
Кудиал-чай										
0,13	6,5	1,1	7,3	43,0	1,29	172	14,2	22,6	0,007	93,7
Девечи-чай										
0,01	0,7	0,11	0,4	4,4	1,56	1,1	0,85	0,32	0,001	0,81
Кура										
18,6	1860	167,4	632,4	2604	8370	31620	1392	2531	1,02	14505
Виляжчай										
0,08	6,0	0,45	3,6	15,0	3,9	60,0	11,1	3,0	0,001	36,0
Лянкяранчай										
0,26	5,2	1,55	7,2	18,6	4,13	113,52	19,36	5,5	0,004	5,9
Тенгерючай										
0,07	1,4	0,2	3,81	9,5	1,0	17,0	4,90	7,05	0,0005	0,14
Истисучай										
0,044	1,8	0,22	1,0	21,6	1,0	11,0	4,84	1,4	0,0005	4,5
Сефидруд										
4,5	200,0	5,0	60,0	-	3,0	18,5	17,0	156	0,06	-

Таблица 3

Изменение в пространстве содержания загрязняющих веществ в донных отложениях Азербайджанской акватории Каспия (Изучение уровня…, 2006)

Значения	Ртуть	Медь	Свинец	Никель	Ванадий	Бериллий	Стронций	Хром
	мкг/г	мкг/г	мкг/г	мкг/г	мкг/г	мкг/г	мкг/г	мкг/г
Набрань-Низовая								
Среднее Пределы Число определений	0,01 0,04-0 48	2,1 4,0-0 48	- - -	3,4 6,0-1,7 48	Н/0 - -	Н/0 - -	Н/0 - -	5,1 8,0-2,0 48
Бакинская бухта								
Среднее Пределы Число определений	1,3 4,3-0 203	35,1 55-20 189	23,5 10-100 140	41,3 63-14 134	58,7 83-25 141	1,1 2,0-1,0 145	330,3 420-087	409,5 580-0 125
Лянкяран								
Среднее Пределы Число определений	0,1 2,0-0 15	2,1 2,2-2,0 15	Н/0 - 5	0,3 0,4-0,2 15	Н/0 - 5	Н/0 - 5	Н/0 - 5	5,0 5,1-4,1 15

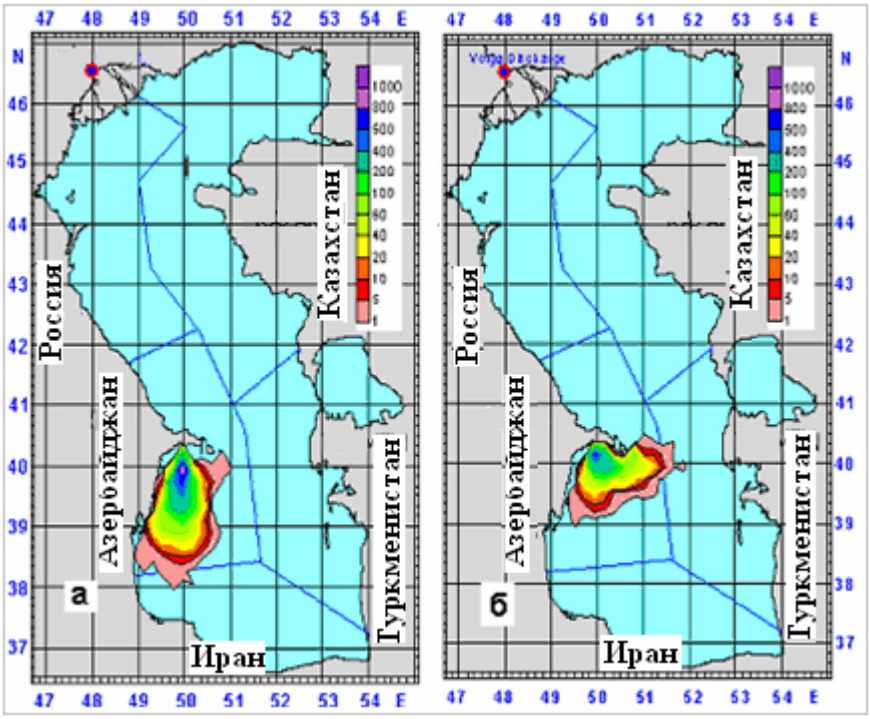


Рис. 1. Модельный расчет распространения сбросов гор. Баку:
а- при северных и б-восточных ветрах

Из этого рисунка видно, что при северных ветрах загрязнитель в основном распространяется в Азербайджанском секторе моря. Только после 15 дней сброса он достигает условной границы Иранского сектора.

При восточных ветрах загрязнитель также в основном распространяется в Азербайджанском секторе моря и только через 20 дней достигает условной границы Туркменского сектора. Надо отметить, что во всех случаях содержание загрязнителя на коротком расстоянии от источника уменьшается до значений ПДК.

Ареал загрязнения речными водами акватории прослеживается в неширокой полосе от десятка метров до нескольких километров. Далее, уже на взморье, уровень загрязнения снижается, становясь таким же, как на остальной площади моря.

Водами рек Волги, Урала и др. выносится большое количество биогенных элементов. Например, с территории республики Казахстан ежегодно в море смываются различные химические удобрения, используемые в сельском хозяйстве (до 80% фосфора антропогенного происхождения) (Нысанбек, 2003). Среди них опасными для биоресурсов моря являются пестициды. В Северном Каспии средние значения загрязнений по нитратам возросли более чем в 2,5 раза, по фосфатам – в 2 раза и т.д. (Мамедов, 2000 а,б).

За последние 10 лет основным загрязняющим компонентом Каспия являются углеводороды нефти. Так, начиная с 80-х годов, среднегодовое загрязнение вод Северного Каспия нефтепродуктами шло по нарастающей и изменялось от 0,007мг/л в 1985 г. до 0,21 мг/л в 1990 г. В 2000 г. содержание нефтепродуктов в водах Северного Каспия составляло 0,24 мг/л и определялось средним значением 4,8 ПДК. При этом произошли качественные изменения в характере загрязнения Каспия нефтепродуктами. Если с середины и до конца XX века доля поступления нефтепродуктов в море речным стоком была доминирующей (рис.2), то в настоящее время соотношение изменилось в сторону увеличения доли морской нефтедобычи за счет ее интенсификации.

Ниже в таблице 4 приведены ориентировочные ежегодные данные по попаданию нефтепродуктов речными стоками с территории отдельных Прикаспийских государств (тысячи тонн).

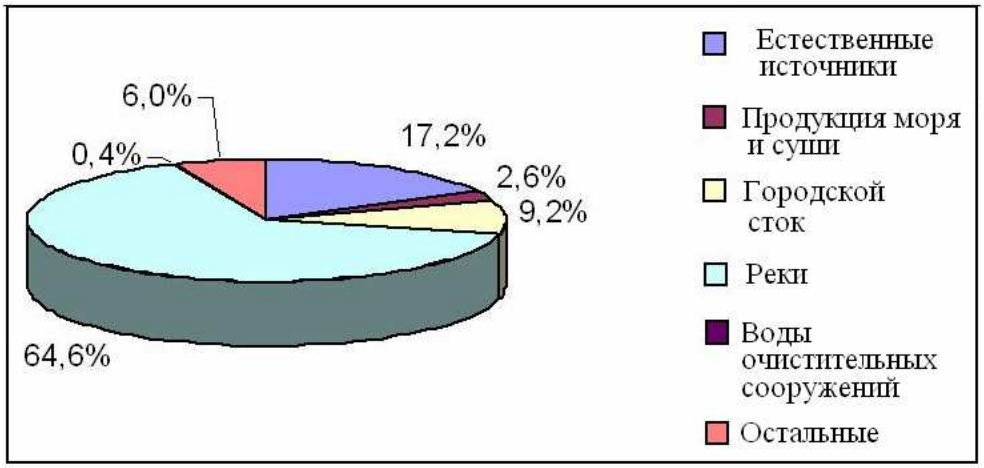


Рис. 2. Вклад различных источников в загрязнение Каспия нефтепродуктами

Таблица 4

Среднегодовые значения объема нефтепродуктов, поступающих в Каспий с территорий Прикаспийских государств

Территория	Стоки рек	Нефтепродукты
Россия	Волга, Терек, Сулак, Самур	143,5
Азербайджан	Кура	3,0
Казахстан	Урал	0,6

С территории Туркменистана речные стоки практически отсутствуют (река Атрек пересыхает, не доходя до моря), а что касается Ирана, то таких данных в литературе не имеется.

На рисунках 3 и 4 на примере реки Волги показаны результаты модельных расчетов распределения в пространстве и во времени загрязнения нефтепродуктами Каспия речным стоком в зависимости от климатических условий. Модельные расчеты для прогноза распространения загрязнений р. Волга были проведены для ветров разных направлений. Методика расчетов отражена в ранее опубликованных работах (Мамедов, 2000; Mamedov, 2002).

Из рис. 3 видно, что при южном ветре со скоростью 6 м/с (общее время расчета равно 30 дням) основная масса нефтепродуктов остается в секторе Российской федерации и только 25% вышеуказанной массы поступает в Казахстанский сектор. Однако при западных ветрах ситуация резко меняется (рис.4 а и б), и большое количество нефти в течение 15 дней пересекает границу указанных государств.

Увеличение загрязнения нефтепродуктами отрицательно сказывается на тепло-, газо-, влагообмене между водной поверхностью и атмосферой. Из-за распространения на значительных площадях нефтяной пленки скорость испарения снижается в несколько раз. Только 1 тонна нефти способна покрыть до 12 км^2 поверхности моря.

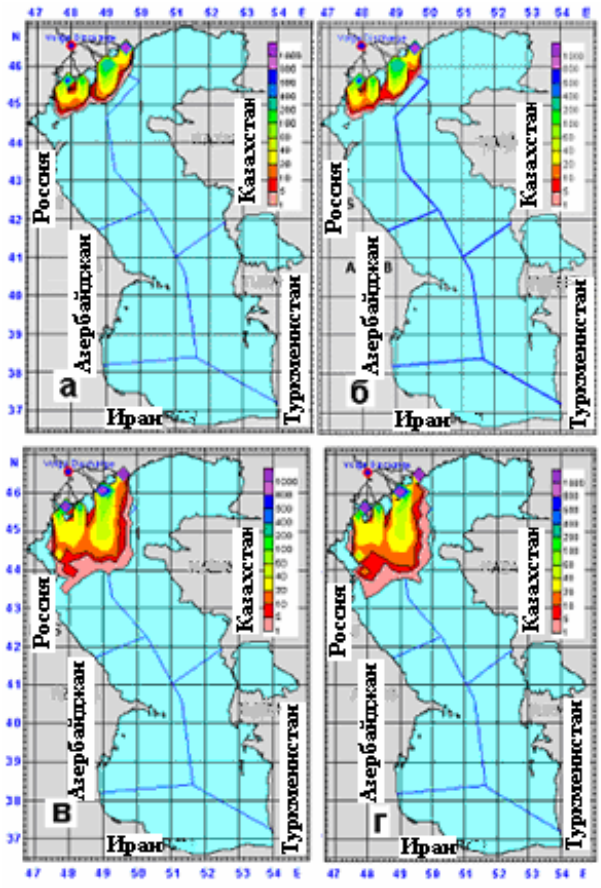


Рис. 3. Модельный расчет распространения нефтепродуктов, сбрасываемых в Каспий р. Волгой при южном ветре со скоростью 6 м/с в зависимости от времени:
а) через 5дней; б) через 10 дней; в) через 20 дней; г) через 30 дней

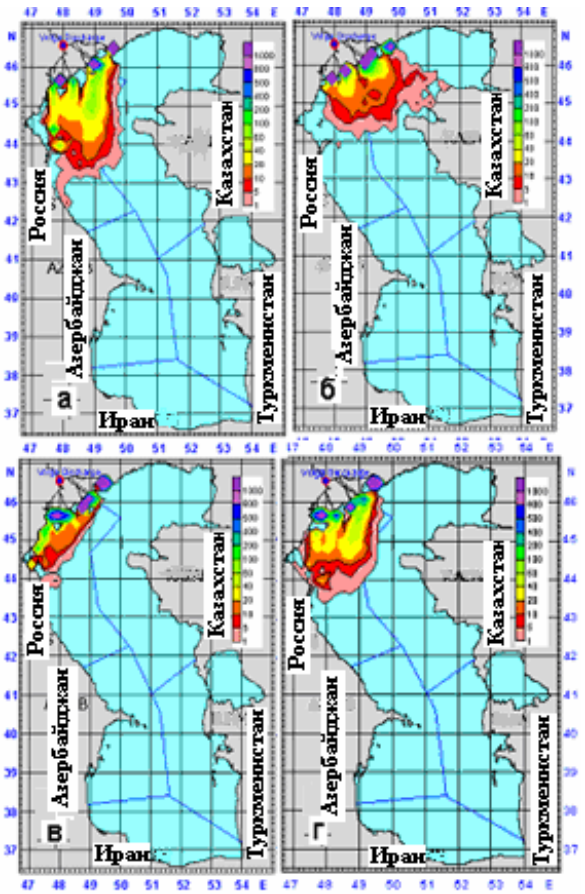


Рис. 4. Модельный расчет распространения нефтепродуктов, сбрасываемых в Каспий р. Волгой: направление ветра при скорости 6 м/с:
а) северо-западное; б) западное; в) юго-восточное и г) северное.

В последние годы значительно увеличились концентрации тяжелых металлов, представляющих особую опасность для экосистемы Каспийского моря, таких как кадмий и свинец. Определенную роль в этом сыграл новый цикл повышения уровня моря, приведший к увеличению смыва с водосборной площади рек значительных количеств различных токсических веществ. Наряду с такими приоритетными тяжелыми металлами, как свинец, ртуть, кадмий, мышьяк распространенными загрязняющими веществами, поступающими в природные воды со сточными водами нефтеперерабатывающих и других предприятий, являются также фенолы – гидроксильные производные ароматических углеводородов (летучие и нелетучие). Очень опасными загрязняющими веществами антропогенного происхождения считаются соли ртути. Процесс сорбции и осаждения комплексных соединений с органическим веществом в Каспии ведёт к образованию значительных концентраций меди. Максимальные показатели приурочиваются к взвеси прирусловых участков рек.

В качестве примера на рис.5 показан вклад различных рек в сносе в Каспийский бассейн кадмия.

Сравнение гидрохимических показателей Среднего и Южного Каспия (для водной толщи глубиной 0,5-850 м) показывает на их в целом хорошую сопоставимость. Отмечается некоторый повышенный уровень лишь в содержании в Южном Каспии азотистых соединений (табл.5).

Объемы сносимых реками загрязнителей подвержены сезонным колебаниям. Максимальные объемы загрязняющих веществ совпадают с паводками весной (в связи с таянием ледников и снежников) и увеличением атмосферных осадков (дождей) осенью.

Определенную опасность представляют и попадающие в Каспий радионуклиды. Сбросы радионуклидов с четырех расположенных в пределах Волжского бассейна АЭС (Обнинская, Калининская, Дмитровоградская и Балаковская) вносят существенный вклад в суммарный сброс радиоактивности в этот бассейн и далее в Каспийское море, достигающий 99,165 млн. куб. метров в год (Изучение уровня…, 2006).

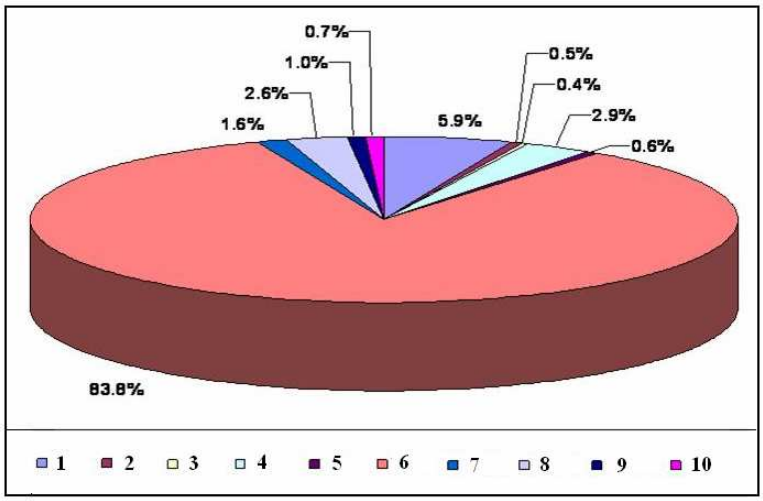


Рис. 5. Сброс кадмия в Каспий различными реками:
1-Кура; 2-другие реки Азербайджана; 3-реки Ирана; 4-Урал; 5-другие реки Казахстана; 6-Волга; 7-Сулак; 8-Терек; 9-Самур; 10-реки Туркмении.

Таблица 5

Гидрохимические показатели качества вод Каспийского моря
(Гюль, 2003; Ежегодники качества…, 1978-1992)

O_2, мг/л	НУ, мг/л	Фенол, мг/л	СПАВ, мг/л	NH_4^+, мг/л	NO_2^-, мг/л	NO_3^-, мг/л	$P_{мин}$, мг/л
Северный Каспий							
13,6-2,5	1,5-0	0,02-0	0,5-0	257-0	15-0	450-0,1	200-0
Южный Каспий							
12,4-2,3	7,1-0	0,05-0	0,72-0	3000-0	265-0	700-0	150-0

Поступающие в Каспийское море токсичные вещества, взаимодействуя со всеми элементами экосистемы моря, деформируют структуру экосистемы и нарушают ее функционирование. Все тяжелые металлы обладают одним общим свойством: они могут быть биологически активными. Вследствие этого, попадая в результате антропогенной деятельности в природную среду, они начинают мигрировать, включаясь в той или иной степени в биологический круговорот, и при определенных биогеохимических условиях и концентрациях начинают оказывать токсическое воздействие на живые организмы.

Так, например, происшедшие изменения в экосистеме Каспийского моря оказали отрицательное влияние на условия воспроизводства и существование здесь единственного морского млекопитающего – тюленя. Массовые выбросы тюленя на берег, возможно, являются негативным последствием этого процесса.

Морская биота Каспия, имея уникальный химический состав и набор химических элементов и соединений, является чутким индикатором загрязнения и экологического состояния среды. Нефтяные загрязнения подавляют развитие фитобентоса и фитопланктона Каспия, представленных сине-зелеными и диатомовыми водорослями, снижают выработку кислорода, отрицательно влияют на качество икры, личинок, молоди рыбы, уничтожают кормовую базу. Загрязнение Каспийского моря ведёт к гибели огромного числа редких рыб и других живых организмов. Наиболее наглядно влияние нефтяного загрязнения видно на водоплавающих птицах. Неуклонно сокращаются запасы осетровых рыб. Высокий уровень загрязнения моря и впадающих в него рек уже давно вызывают опасения формирования безкислородных зон в Каспии.

Вышеприведенный обзор позволяет заключить, что экология Каспия – это насущная проблема, и обеспечение экологической безопасности этого водоема, развитие экологического мониторинга являются приоритетными задачами каждого государства Каспийского бассейна и во многом зависят от их согласованных действий. Уникальность Каспийского моря, как крупнейшего в мире местообитания осетровых рыб, выводит его проблемы не только на межгосударственный, но и на глобальный уровень; сохранение биологического разнообразия Каспия становится предметом заботы всего мирового сообщества. Одним из возможных путей решения существующих и прогнозируемых экологических проблем Каспия может явиться создание международного Каспийского Экологического Фонда (МКЭФ).

Данная статья подготовлена в рамках гранта CRDF AZG2-2664-BA-05.

ЛИТЕРАТУРА

БУХАРИЦИН, П.И., ЧУЙКОВ, Ю.С., КИСЕЛЕВА, Л.А., ФИЛЬЧАКОВ, В.А., САПРЫКИН, В.Н., ЛАБУНСКАЯ, Е.Н. 1996. Гидролого-гидробиологический режим Нижней Волги. *Экология Астраханской области*, 4, Астрахань, 253.

ГЮЛЬ А.К. 2003. Проблемы загрязнения Каспия. Muəllim nəşriyyatı. Баку. 70.

Ежегодники качества вод Каспийского моря за 1978-1992 гг. 1978-1992. Госкомгидромет СССР. Азкомгидромет. Баку.

Ежегодные гидрохимические данные о качестве вод Каспийского моря за 1983-1994 гг. Азкомгидромет. Баку.

Изучение уровня и характера радионуклидного и химического загрязнения и создание системы радиационного и гидрохимического мониторинга бассейнов рек Волга и Урала. 2006. Интернет источник.

МАМЕДОВ, Р.М. 2000 а. Изменчивость гидрофизических полей и распространение загрязнителей в Каспийском море. Элм. Баку. 185.

МАМЕДОВ, Р. 2000 а. Формирование Международно-правового статуса Каспийского моря в постсоветский период. *Центральная Азия и Кавказ*, 2 (8).

МЕХТИЕВ, А.Ш., ГЮЛЬ, А.К. 1999. Загрязнение грунтов Азербайджанской акватории Каспия. Азербайджанское Национальное Аэрокосмическое Агентство. Баку.

НЫСАНБЕК, У.М. 2003. Концептуальные проблемы экологической безопасности в республике Казахстан. Информационно-аналитический журнал *Международные отношения и безопасность*.

САЛМАНОВ, М.А. 1987. Роль микрофлоры и фитопланктона в продуктивных процессах Каспийского моря. Наука. Москва.

ЧУЙКОВ, Ю.С., ФИШЕР, В. (под ред). 1991. Состояние природной среды дельты Волги, Волго-Ахтубинской поймы и западных подстепных ильменей. МБИВ. Специальное издание. 85.

MAMEDOV, R.M. 2002. Model of the oil pollution transport process in the southwestern part of the Caspian Sea. 7-th International Conference Gas In Marine Sediments. Baki. October 7-12. 139-142.

© C.H.Məmmədov, 2007

AYLIQ ASILI GƏTİRMƏLƏR AXIMININ PROQNOZ ƏLAQƏLƏRİ (Azərbaycan Respublikası timsalında)

C.H.Məmmədov

AMEA akademik H.Ə.Əliyev adına Coğrafiya İnstitutu
AZ 1143, Bakı, H.Cavid prospekti, 31

Məqalədə aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin tərtib olunması verilmişdir. Bununla əlaqədar aylıq asılı gətirmələr axımının kəmiyyətləri əsasən sel və daşqın rejimli çaylar üçün dərindən təhlil edilmişdir. Aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin tərtibində əsas amil kimi selli çaylarda özündən bir ay əvvəlki atmosfer yağıntılarından, daşqın rejimli çaylarda isə özündən bir ay əvvəlki su sərflərindən istifadə edilmişdir. Yay aylarında atmosfer yağıntılarının fasiləli düşməsi səciyyəvi olan çaylar üçün aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin çoxsaylı əyrilər qrupundan ibarət olunması müəyyən edilmişdir. Bununla yanaşı, atmosfer yağıntılarının ayrı-ayrı illərdə qeyri-bərabər düşməsi ilə azsulu və çoxsulu illərin təkrarlanması və proqnoz əyrilərinin iki qoldan ibarət olması aşkar olunmuşdur.

Tədqiq olunmuş əlaqələrdən hidrotexniki qurğuların layihələşdirilməsində və tikintisində, az və ya zəyif öyrənilmiş çaylar üçün aylıq asılı gətirmələr axımının proqnozlarının verilməsində az xəta ilə istifadə oluna bilər.

Məlumdur ki, hidrotexniki qurğuların layihələşdirilməsi, onların tikintisi və xalq təsərüfatının digər sahələri çay gətirmələrinə aid proqnozların düzgün verilməsini tələb edir. Keçən əsrin 70-ci illərinə kimi çay gətirmələrinə aid proqnoz əlaqələrinin, demək olar ki, tərtib olunmamasının səbəbi bir sıra maneələr olmuşdur. Belə maneələr sırasına asılı gətirmələrin, su sərflərinin, atmosfer yağıntılarının üzərində stasionar müşahidə məlumatlarının azlığını və keyfiyyətsizliyini aid etmək olar. Lakin 70-ci illərdən sonra qeyd edilən ünsürlər üzərində müşahidələrin sayı artırılmış və keyfiyyəti əsəsən yüksəldilmişdir. Bu da kiçik dağ çayları üçün aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin tərtib olunmasına imkan verir.

İ.V.Starostina (1968), F.Xikmatov (1981), C.H.Məmmədov (1985, 1999) və s. tədqiqatçılar maye axımı ilə sıx əlaqədar sutkalıq, fəsillik, yaz-yay yarımilliyi və s. üçün asılı gətirmələr axımının proqnozlarının verilməsinin metodikalarını işləmişlər. Lakin aylıq asılı gətirmələr axımının mükəmməl proqnoz əlaqələri tərtib olunmamışdır. Bunu nəzərə alaraq, tədqiqatlarımızı atmosfer yağıntılarına və ya su sərflərinə görə aylıq asılı gətirmələr axımının proqroz əlaqələrinin tərtibinə həsr etmişik. Ona görə də aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin tərtibi üçün stasionar müşahidə məlumatları toplanmış və təhlil edilmişdir.

Xüsusilə, tədqiq edilən çayların rejim xüsusiyyətləri mükəmməl təhlil edilmiş və asılı gətirmələr axımının aylıq proqnoz əlaqələrinin tərtibində nəzərə alınmışdır. Belə ki, selli çaylarda aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin tərtibində əsasən bir ay əvvəlki atmosfer yağıntılarının miqdarından istifadə edilmişdir (1-ci şəkil). Bunun səbəbi leysan yağışları hesabına çay sularının qısa müddətdə selə çevrilməsidir. Daşqın rejimli çaylarda isə əsasən bir ay əvvəlki su sərflərindən istifadə edilmişdir. Aylıq asılı qətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin tərtibində bu amildən istifadə isə $R=f(Q)$ əlaqəsinin sıx olması ilə izah olunur.

Ümumiyyətlə, Böyük Qafqazın və Naxçıvan MR-in ərazilərindən axan çaylar üzərindəki su ölçən məntəqələri üçün aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələri aşağıdakı kimidir:

atmosfer yağıntılarının üstünlüyü ilə

$\bar{R}_{III}=f(X_{II})$; $\bar{R}_{IV}=f(X_{III})$;

$\bar{R}_{V}=f(X_{IV})$…..$\bar{R}_{XII}=f(X_{XI})$,

su sərflərinin üstünlüyü ilə

$\bar{R}_{III}=f(\bar{Q}_{II})$; $\bar{R}_{IV}=f(\bar{Q}_{III})$;

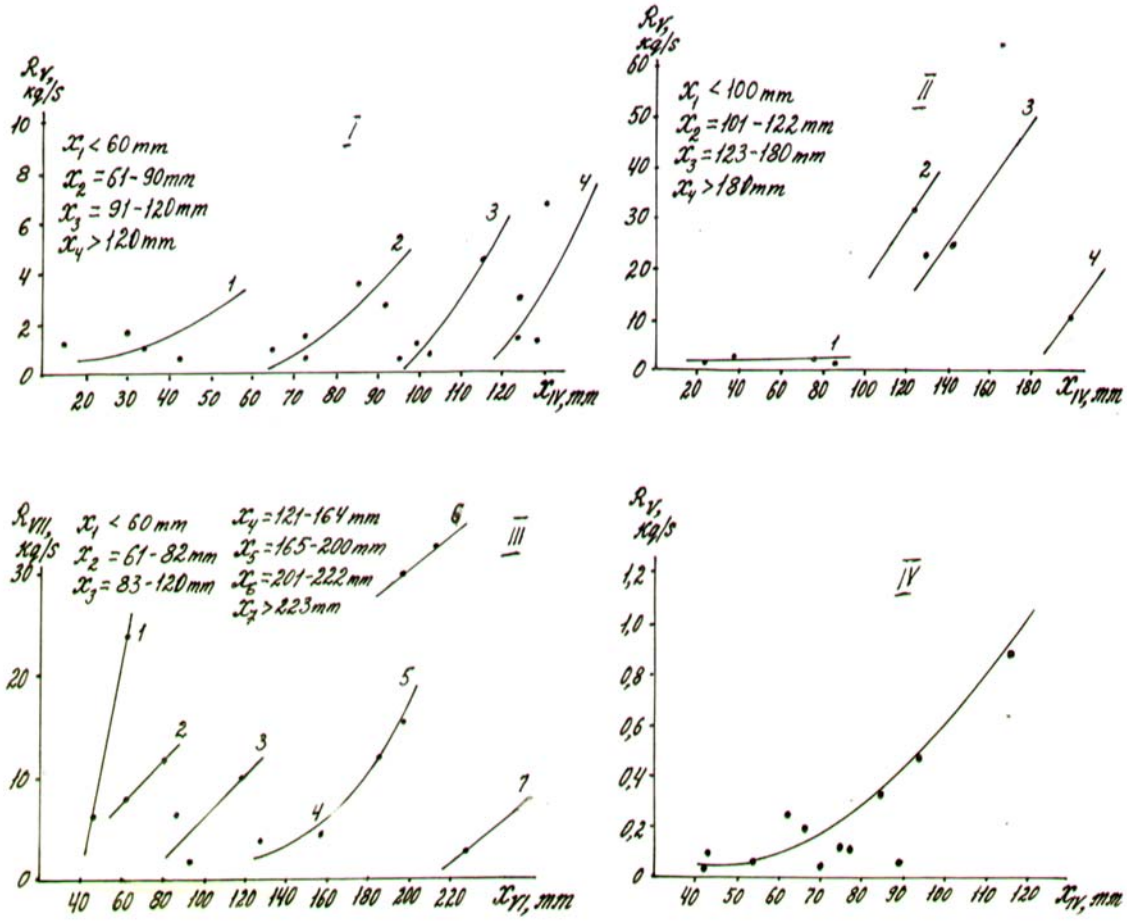
$\bar{R}_{V}=f(\bar{Q}_{IV})$…..$\bar{R}_{XII}=f(\bar{Q}_{XI})$.

Burada: $\bar{R}_{III}$; $\bar{R}_{IV}$; $\bar{R}_{V}$,… $\bar{R}_{XII}$ – aylıq asılı gətirmələrin orta sərfləri, kq/s;

X_{II}; X_{III}; X_{IV} … X_{XII} – atmosfer yağıntılarının aylıq miqdarı, mm;

$\bar{Q}_{II}$; $\bar{Q}_{III}$; $\bar{Q}_{IV}$… $\bar{Q}_{XI}$ – orta aylıq su sərfləri, m^3/s.

Tədqiqatlar göstərir ki, aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrində iki və daha artıq qrup halında nöqtələrin səpələnməsi daha çox müşahidə olunur. Bunun səbəbi yağıntıların əsasən fasiləli şəkildə asılı gətirmələr axımına təsiridir. Bu da aylıq asılı gətirmələr axımıının çoxşaxəli proqnoz əlaqələrinin tərtib olunmasını tələb edir. Belə bir mənzərə tədqiq edilən ərazidən axan çaylar üzərindəki stasionar məntəqlərdə əksər aylarda müşahidə olunmuşdur. Xüsusilə Böyük Qafqazın cənub və şimal-şərq yamaclarından axan selli çaylarda belə şaxələnmə yay aylarında daha çox müşahidə olunur. Ərazinin çay hövzələlrinə leysan yağışlarının yay aylarında qeyri-bərabər düşməsi və onlardan yaranan su sərflərinin ay ərzində müxtəlif kəmiyyətlərə malik olması aylıq asılı gətirmələr axımı üçün çoxşaxəli proqnoz əlaqələrinin tərtib olunmasına səbəb olmuşdur. Böyük Qafqazın çənub yamacındaki çay hövzələrinə yaz və payız fəsillərində yağışların fasiləsiz yağması hesabına aylıq asılı gətirmələr axımı üçün tərtib olunmuş proqnoz əlaqələrində qolların sayı az, yağışların fasiləli yağması ilə yay aylarında çox olmuşdur.



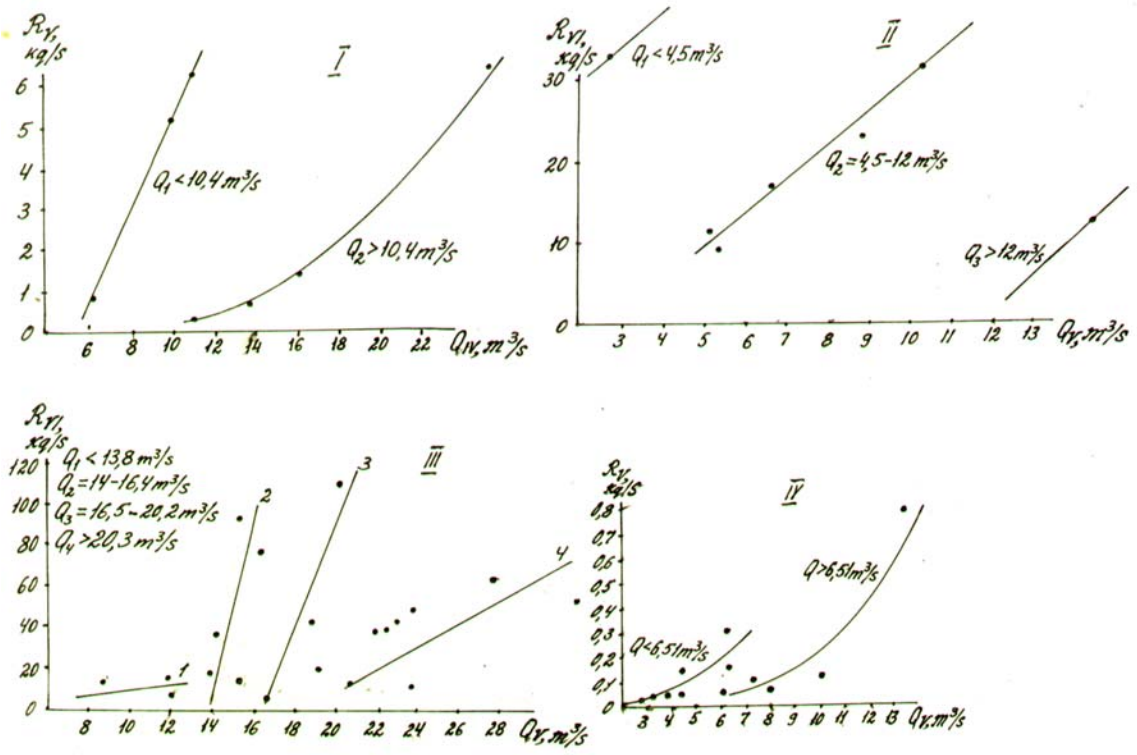
1-ci şəkil. Asılı gətirmələr axını ilə bir ay əvvəlki atmosfer yağıntıları arasındakı proqnoz əlaqələri: I. Balakənçay – Balakən; II. Kürmükçay – İlisu; III. Damarcıq – mənsəbə yaxın; IV.Gilançay – Nurqut.

Qeyd edilməlidir ki, bir ay əvvəlki atmosfer yağıntılarından istifadəsinə görə Balakənçayın (Balakən), Kürmükçayın (İlisu), Xınalıqçayın (Xınalıq), Caqacukçayın (Rustov), Qudiyalçayın (Qırız, Küpçal) aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin əksəriyyəti kifayyət qədər sıxdır. Bununla yanaşı, Balakənçayın Balakən məntəqəsinin aprel-oktyabr, Göyçayın Göyçay məntəqəsinin mart ayı, Xınalıqçayın Qırız məntəqəsinin mart, aprel, avqust ayları, Quruçayın Susay məntəqəsinin mart ayı, Vəlvələçayın Təngialtı məntəqəsinin mart-iyun ayları və Caqacukçayın Rustov məntəqəsinə aid mart, may, avqust aylarının proqnoz əlaqələri müxtəlif sıxlığa malik olan qruplar halında şaxələnmişdir. Asan yuyulan süxurların geniş yayıldığı çay hövzələrində həmin məntəqələrin yerləşməsi və aşınma materiallarının fasiləli leysan yağışları ilə sürətlə nəql olunması aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin çox şaxələnməsinə səbəb olmuşdur. Lakin məntəqələrə leysan yağışlarının fasiləli yağmasına baxmayaraq, aylıq asılı gətirmələr axımının diferensiallaşmış proqnoz əlaqələri də kifayət qədər sıx olmuşdur. Belələrinə Balakənçayın Balakən, Kürmükçayın İlisu, Damarcıqın mənsəbə yaxın məntəqələrinin yaz və yay aylarının proqnoz əlaqələri misal ola bilər. Həmin məntəqələrdə aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin bəzilərinin sıxlığı intensiv leysan yağışlarının hesabına aşınma materiallarının cüzi itkilərlə nəql edilməsi ilə də izah oluna bilər.

Qeyd edilməlidir ki, özündən bir ay əvvəlki atmosfer yağıntıları ilə əlaqədar olan aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələri arasında zəif sıxlıqları ilə fərqlənənləri də istisna olunmur. Bununla yanaşı, bəzi məntəqələrdə asılı gətirmələr axımının və atmosfer yağıntılarının üzərində ölçmə işləri eyni illərdə paralel aprılmamışdır. Bu cür hallarda qalan məntəqələr üçün aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin tərtibində də özündən bir ay əvvəlki su sərflərindən istifadə edilmişdir (2-ci şəkil). Su sərfləri ilə aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələri Talaçayın Zaqatala məntəqəsində daha sıx olmuşdur. Belə əlaqələrin də ayrı-ayrı ayları 2-dən 5-ə kimi əyrilər qrupundan ibarətdir. Asılı gətirmələr axımının ən böyük proqnoz əyriləri qrupu iyun və sentyabr ayları üçün müəyyən olmuşdur. Bu da həmin aylar ərzində müxtəlif intensivlikdə düşən leysan yağışlarının cüzi itkilərlə maye axımına çevrilməsi ilə də izah oluna bilər. Belə hallar Böyük Qafqazın cənub yamacından axan çayların digər məntəqələrində də baş vermişdir. Kifayət qədər sıxlıqları ilə fərqlənən aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələri sırasına Bulanıqsuyun Sarıbaş, Çuxadurmazın mənsəbə yaxın, Ağçayın Ağçay məntəqələrini (Kürmikçayın qolu) misal göstərmək olar.

Eyni zamanda, özündən bir ay əvvəlki su sərfləri ilə tərtib olunan aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələri arasında da zəif sıxlıqları ilə fərqlənənlər müşahidə olunur. Bu da həmin ünsürlər üzərində də düzgün müşahidələrin aparılması ilə izah olunur. Xüsusilə Girdimançayın Qaranohur məntəqəsinin aprel-iyun ayları, Türyançayın Savalan məntəqəsinin iyun, iyul ayları, Axoxçayın Xanağa məntəqəsinin əksər ayları, Dəmiraparançayın Qəbələ məntəqəsinin aprel, may ayları buna misal ola bilər.

Naxçıvan MR-in ərazisindən axan çayların aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin tərtibində də atmosfer yağıntılarından və su sərflərindən istifadə edilmişdir. Xüsusilə Naxçıvan MR-in arid iqlim şəraitində yerləşməsi, çay hövzələrinin səthində vulkanik süxurların geniş yayılması və onların təbii tənzimləmə xüsusiyyətlərinə malik olması ilə fərqlənir. Yay aylarında əsasən leysan səciyyəli atmosfer yağıntılarının düşməsi ərazi üçün azsulu və çoxsulu illərin daha çox təkrarlanması aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin əsasən bir və ya iki qoldan ibarət olmasına səbəb olmuşdur. Buna Naxçıvançayın Qarababa, Əlincəçayın Ərəfsə, Gilançayın Başdizə və Ordubadçayın Nüsnüs məntəqələri üçün tərtib olunmuş aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələri misal ola bilər. Bu ərazinin çayları üzərindəki bəzi məntəqələri üçün də atmosfer yağıntıları ilə aylıq asılı gətirmələr axımı arasındaki proqnoz əlaqələri zəif olmuşdur. Bunun da səbəbi həmin elementlər üzərində stasionar müşahidələrin düzgün aparılımaması ilə izah oluna bilər. Bu ərazinin də çaylarnda asılı gətirmələr axımı ilə atmosfer yağıntılarının ölçmə vaxtları arasında bəzən uyğunsuzluq müşahidə olunmuşdur. Onu nəzərə alaraq, aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin tərtibində özündən bir ay əvvəlki su sərflərindən istifadə edilmişdir (2-ci şəkil).



2-ci şəkil. Asılı gətirmələr axını ilə bir ay əvvəlki su sərfləri arasındakı proqnoz əlaqələri: I. Katexçay – Qəbizdərə II. Talaçay – Zaqatala; III. Qudyalçay – Qırız; IV. Naxçıvançay – Biçənək.

Belə tipli aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinə əsasən Gilançayın Nurqut, Naxçıvançayın Biçənək və Nəsirvazçayın Nəsirvaz məntəqələrini misal göstərmək olar.

Beləliklə, bizim tədqiqatlarımız göstərir ki, Böyük Qafqazın cənub və şimal-şərq yamaclarından və Naxçıvan MR-dən axan çaylar üçün aylıq asılı gətirmələr axımının proqnoz əlaqələrinin tərtibində selli çaylarda əsasən özündən bir ay əvvəlki atmosfer yağıntılarından, selsiz çaylarda isə bir ay əvvəlki su sərflərindən istifadə etmək lazımdır. Alınmış əlaqələrdən tədqiqat apardığımız ərazidən axan çayların aylıq asılı gətirmələr axımının proqnozlarının verilməsində az xəta ilə istifadə edilə bilər.

ƏDƏBİYYAT

MƏMMƏDOV, C.H. 1985. SSRİ daxiilində Arazın sol qollarında asılı gətirmələr axımının fəsillər üzrə paylanması (rus dilində). *Azərb. EA Xəbər. Yer elmləri seriyası,* 6, 129-135.

MƏMMƏDOV, C.H. 1999. Asılı gətirmələr axımının illik proqnoz əlaqələri.Azərbaycan su problemləri elmi-tədqiqat institutu. *Su problemlər, axtarışlar* elmi-praktiki konfransının materialları. Bakı. 60-63.

СТАРОСТИНА, И.В. 1968. Формирование стока наносов рек бассейна Верхней Волги и Оки и возможность его прогноза в период весеннего половодья. В: *сб. работ НГМО*. 3. ГМИ. Москва.

ХИКМАТОВ, Ф. 1981. Климатические факторы формирования и перспективы прогнозирования стока взвешенных наносов рек Средней Азии. В кн.: *Закономерности праявления эрозионных и русловых процессов в различных условиях.* Изд. МГУ. Москва. 20-22.

Məqaləyə c.e.n. R.M.Qaşqay rəy vermişdir

© Ş.İ.Mirzəyev, 2007

KİÇİK QAFQAZIN CƏNUB-ŞƏRQ YAMACINDA ƏSAS AĞAC CİNSLƏRİNİN YAŞIL YARPAĞININ KİMYƏVİ TƏRKİBİNİN ƏSAS XÜSUSİYYƏTLƏRİ (Azərbaycan ərazisi daxilində)

Ş.İ.Mirzəyev

Azərbaycan MEA akademik H.Ə.Əliyev adına Coğrafiya İnstitut
AZ1143, Bakı, H.Cavid prospekti, 31

Bitkilərin həyatında yaşıl yarpağın rolu olduqca böyükdür. Məlum olduğu kimi, yaşıl yarpaq vasitəsilə bitkilər günəş enerjisini fotosintez yolu ilə üzvi aləmin enerjisinə çevirir. Buradan da yaşıl yarpağın bütün biogeosenozların inkişafında əvəzsiz rolu məlum olur.

Məqalədə tədqiq olunan ərazidə inkişaf etmiş Şərq çınarı, Şərq palıdı, Qafqaz vələsi, ardıc və digər quraqlığa davamlı ağac və kolların normal inkişaf mərhələsində yaşıl yarpağın kimyəvi (kül tərkibi) tərkibini öyrənmək məqsədi ilə nümunə meydançaları, model ağaclar seçilmişdir. Tədqiqat yarımstasionar şəraitdə aparılmışdır. Şərq çınarının yarpağında 9,89%, Şərq palıd yarpağında 6,27%, vələs yarpağında 7,41%, ardıc yarpağında 6,04% kül elementlərinin olduğu müəyyən edilmişdir.

Meşə torpaqlarının tədqiqi zamanı biogeosenoloji metodlar əsasında görülən işlər xüsusi əhəmiyyət kəsb edir. Ağacların kimyəvi elementlərə tələbatını müəyyənləşdirmək üçün yaşıl yarpağın kül tərkibinin təyin edilməsi bu tədqiqatların ən önəmlilərindən sayılır. Kiçik Qafqazın cənub-şərq yamacında 1964-cü ildən başlayaraq akademik H.Ə.Əliyevin rəhbərliyi altında meşə torpaqlarının tədqiqi ilə yanaşı uzun müddət (1964-1989-cu illər) biogeosenoloji tədqiqatlar da aparılmışdır. Kiçik Qafqazın cənub-şərq yamacı geoloji, geomorfoloji quruluşu və xüsusilə əsas ekoloji faktorlar olan relyef, iqlim və s. şəraiti olduqca mürəkkəbdir. Ona görə də ərazidə müxtəlif torpaq və meşə tipləri ilə yanaşı, quraqlığa davamlı ağac və kolluqlar da geniş yayılmışdır. Bu səbəbdən də göstərilən ekoloji faktorları nəzərə alaraq müxtəlif baxarlı yamaclarda, dəniz səviyyəsindən müxtəlif yüksəkliklərdə torpaq və meşə örtüyünü əhatə edən sahələrdə nümunə meydançaları seçilmiş, yarımstasionar şəraitdə lazımi işlər yerinə yetirilmişdir. Nümunə meydançalarında model ağaclar seçilmiş və ağacların normal inkişafı mərhələsində (may ayının axırı – iyunun ortaları) yaşıl yarpaqların kimyəvi tərkibi laboratoriya şəraitində öyrənilmişdir.

Bu sahədə tədqiqatlar aparan L.E.Rodin, N.İ.Bazileviç (1965) müəyyənləşdirmişlər ki, ağacların mənimsədiyi mineral maddələrin 70-80%-ı yaşıl yarpaqda, qalan 20-30%-ı isə yerüstü gövdədə və kök sistemində toplanır. İ.İ.Smolyaninov, E.V.Ryabuxa (1971) göstərmişlər ki, yaşıl bitkilər təbiətdə olan yeganə «maşındır» ki, günəş enerjisini üzvü maddənin kimyəvi enerjisinə çevirir. Məşhur rus fizioloqu K.A.Puryeviç isə bu məsələni miqdar cəhətdən təyin edib göstərmişdir ki, üzvi maddənin əmələ gəlməsi üçün bitkilərin yaşıl yarpağı vasitəsilə 0,6-0,7% günəş enerjisi udulur. Havada olan karbon qazı və torpaqdan götürülmüş 250 kq mineral maddədən bitkilər bir ton üzvi maddə istehsal edir. Buradan da bitkilərin yaşıl yarpağının əvəzedilməz rolu bir daha diqqəti cəlb edir.

Yaşıl yarpağın kimyəvi tərkibi (kül tərkibi) müxtəlif təbii zonalarda ayrı-ayrı tədqiqatçılar tərəfindən öyrənilmişdir (A.İ.Trotiski 1949, L.K.Rodin, N.İ.Baziyeviç 1965, S.V.Zonn 1954, İ.İ.Smolyaninov, E.V.Ryabuxa, 1971 və b). Azərbaycanda isə akademik H.Ə.Əliyevin rəhbərliyi altında E.F.Şərifov (1965), X.N.Həsənov (1967), G.A.Salamov (1978), G.Allahverdizadə (1985), H.Ə.Əliyev, Ş.İ.Mirzəyev (1969), Ş.İ.Mirzəyev (1983), Ə.N.Qədmalıyev (1983), X.N.Həsənov (1967, 1973, 1980, 1995) və başqalarının apardıqları tədqiqat işlərini göstərmək olar. 1961-1990-cı illərdə Pirqulu Dövlət Qoruğu ərazisində daimi fəaliyyət göstərən stasionarda aparılan kompleks tədqiqatlar zamanı X.N.Həsənov meşə ağacları ilə torpaq arasında gedən qarşılıqlı əlaqəni öyrənərkən ağacların yaşıl yarpağının kimyəvi tərkibini də ətraflı tədqiq etmişdir. Bu tədqiqatlarda, demək olar ki, bioloji dövranın bəzi məsələlərinin həlli öz əksini tapmışdır.

Bioloji dövranın tərkib hissələrindən biri sayılan yaşıl yarpağın kül tərkibi Kiçik Qafqazın cənub-şərq yamacında (Zəngilan, Qubadlı, Cəbrayıl rayonları ərazisi daxilində) 11 nümunə meydancasında müxtəlif meşə-torpaq tiplərində

öyrənilmiş, alınmış nəticələr elmi hesabatlarda istifadə edilmişdir. Üçillik tədqiqat nəticəsində müəyyən edilmişdir ki, kəskin quraqlıq şəraitində inkişaf etmiş enliyarpaqlı ağaclarla arid ağac (ardıc) və kolların yaşıl yarpağının kül tərkibi arasında xeyli fərqli cəhətlər mövcuddur.

Tədqiqat nəticəsində müəyyən edilmişdir ki, ağacların yaşıl yarpağında olan təmiz külün miqdarına dəniz səviyyəsindən olan yüksəklik, torpağın nəmliyi, temperaturu, torpağın tipi, relyef, iqlim şəraiti ağacların bioloji xüsusiyyətləri ilə yanaşı, yaş və digər xüsusiyyətlər əsaslı təsir göstərir. Belə ki, dəniz səviyyəsindən 1500-1600 m yüksəklikdə şərq palıdının yaşıl yarpağında təmiz külün miqdarı 6,27% (qonur dağ-meşə, torpağı bonitet 11, meyillik 16-18^0, ağacların yaşı 120-200 il, şimal yamac), 800-850 m yüksəklikdə olan Araz palıdının yaşıl yarpağında təmiz külün miqdarı 6,01% (karbonatlı qəhvəyi dağ-meşə torpaqları, bonitet 111, orta yaş 20-30 bəzən 40 il, 16-18^0 meyilliyi olan şimal yamac), 800-850 m yüksəklikdə saqqız, ardıc və digər kolların qarışığı olan sahədə Araz palıdının yaşıl yarpağında 6,77% təmiz külün (cənub yamacda karbonatlı qəhvəyi dağ-meşə torpaqlar, 8-10^0-lik meyillik, bonitet IV, seyrək kollu palıdlıq) olduğu öyrənilmişdir. Yəqin ki, torpaq-ekoloji amillər ağacların yaş tərkibi və cinsində dəyişikliklərə səbəb olmuşdur.

Dəniz səviyyəsindən 1100-1200 m yüksəkliklərdə inkişaf etmiş vələs yarpaqlarında təmiz külün miqdarı 7,40-7,52% arasında dəyişir. Onun maksimum miqdarı 1200-1300 m yüksəklikdə V nümunə meydançasında (25-27^0 meyilliyi olan şimal yamacda karbonatlı qəhvəyi dağ-meşə torpaqlar, II bonitet, mürəkkəb relyef şəraiti mövcuddur) müəyyən edilmişdir. Dəniz səviyyəsindən 1600 m yüksəkdə nisbətən az (7,41%) təmiz kül olduğu müəyyən edilmişdir (qonur dağ-meşə torpaqları inkişaf etmiş, 26-28^0 meyilliyi olan şimal yamacda).

Kiçik Qafqazın cənub-şərq yamaclarında yaşıl yarpağın kül tərkibi və eləcə də digər göstəricilərə görə, Zəngilan rayonu ərazisində (Bəsitçay, Şərq çinarı qoruğu) Şərq çinarında müşahidə edilir. Cinarın yaşıl yarpağında təmiz külün miqdarı 9,88% təşkil edir. Təmiz külün tərkibində olan elementlərin miqdarı da (3,475%) yüksəkdir. 104 hektar sahəsi olan çinar meşələri əsasən daşlı-kəsəkli, rütubətlənmə şəraiti yüksək olan Bəsitçay dərəsində yerləşir. Bu sahə Azərbaycanda yeganə təbii Şərq çinarı meşəsi sayılır.

Olduqca quraq iqlim və yuxa qalınlıqlı, aşağı münbitliyi olan qəhvəyi dağ torpaqlarda inkişaf etmiş ardıc meşələrində yaşıl yarpağın kül tərkibi 6,04-6,43% arasında dəyişir. Lakin yağıntılı ildə bu göstərici yüksək olsa da (VIII nümunə meydançası), 1100 m-dən yüksəklikdə, cənub yamacda çox aşağı meşəbitmə xüsusiyyətlərinə malik olan yuyulmuş qəhvəyi dağ-meşə torpaqları üzərində inkişaf etmiş ardıcın yaşıl yarpağında külün miqdarı əvvəlkinə nisbətən 1,01% azdır. Burada yamacın meyilliyi 35-40^0 (VIII nümunə meydançası) olan quraq yamac xarakterikdir. Belə sahələrdə ağacların yaş fərqi ilə yanaşı, bitmə şəraiti də (quru) təsir göstərir.

Quraq cənub yamaclarda karbonatlı qəhvəyi dağ-meşə torpaqlarında ardıc və kolluqlarla qarışıq şəraitdə inkişaf etmiş saqqız ağacı yarpaqlarında təmiz külün miqdarı 4,81%-dir (üçillik orta rəqəm). Ancaq yağıntılı illərdə (1988-ci il) saqqızın yaşıl yarpağında 5,9% təmiz kül olduğu müəyyən edilmişdir. Ümumiyyətlə, digər ağac cinsləri ilə müqayisədə saqqızın yaşıl yarpağında bitmə şəraitindən asılı olmayaraq təmiz kül və kül elementləri aşağı səviyyədədir.

Üçillik tədqiqatlara əsaslanaraq ərazidə yayılmış ağacların yaşıl yarpağında olan kimyəvi elementlər barəsində ətraflı məlumat verilməsi qarşıya qoyulan məsələni daha da aydınlaşdırar.

Dəniz səviyyəsindən 1500-1600 m yüksəklikdə olan (1 nümunə meydançası) Şərq palıdının yaşıl yarpağında kimyəvi elementlər içərisində ən çox Ca (0,78%), Si (0,59%) qalan elementlər – Al (0,33%), Mg (0,23%), Fe (0,17%), S (0,08%), Mn (0,003%), palıd yarpağında təmiz kül və onun tərkibində olan kimyəvi elementləri (III nümunə meydançası) əvvəlki (Şərq palıdı) palıd yarpaqlarına nisbətən xeyli azdır. Burada Ca 0,122% və Mg (0,29%), miqdarı əvvəlkinə nisbətən çox olsa da Si (0,27%), Al (0,25%), Fe (0,13%), S(0,05%) Mn 0,0009% arasında dəyişir (azalır). Kimyəvi elementlərin ümumi miqdarı əvvəlki nümunə meydançasında 2,213%, burada isə 1,91%-dir. Palıd yarpaqlarında elementlərin maksimum miqdarı 800-850 m yüksəklikdə (XI nümunə meydançası) inkişaf etmiş palıd pöhrəsində müəyyən edilmişdir. Cənub yamacda karbonatlı qəhvəyi torpaqlar üzərində inkişaf etmiş palıdın yarpağında elementlərin ümumi miqdarı 2.81%, Ca (1.07%), Si(0.81%), Al (0.38%), Mg (0.29%), P (0.12%), S (0.096%), Fe (0.09%), Mn (0.0012%) arasında dəyişir. Göründüyü kimi, müxtəlif yüksəkliklərdə torpaq örtüyünün fərqli olması yaşıl yarpağın kimyəvi tərkibinin müxtəlifliyinin əsas səbəblərindən sayılır.

Vələsin yaşıl yarpağında təmiz külün miqdarı palıd yarpağına nisbətən (XI nümunə meydançası istisna olmaqla) yüksək olsa da, kimyəvi elementlərin ümumi miqdarına görə palıd yarpağından az fərqlənir. Vələs yarpağında Ca (0.612-0.912%) digər elementlərə nisbətən yüksəkdir. Si (0.301-0.526%), Mg (0.099-0.647%), Al (0.266-0.639%), Fe (0.072-0.268%), P (0.029-0.119%), S (0.092-0.196%), Mn (0.0005-0.0026%) olduğu müəyyənləşdirilmişdir. Burada elementlərin maksimum miqdarı 1100 m-dən yüksəkdə (VII nümunə meydançası) şimal səmtli yamacda vələs yarpağında 2.463% olduğu müşahidə edilmişdir. Vələs yarpağında Mg və Al-un miqdarı digər ağaclara nisbətən yüksəkdir. Həm də Al, Fe-in miqdarında əsaslı fərq müşahidə olunur. Ağacların ən intensiv mənimsədiyi fosfor elementi əvvəl təsvir etdiyimiz elementlərə nisbətən xeyli azdır. Belə ki, yaşıl vələs yarpağında P-un miqdarı 0,029-0,119% arasında dəyişir. Palıd yarpağında S 0,051-0,096% arasında dəyişir, vələs yarpağında isə bu element nisbətən yüksəkdir (0,092-0,196%).

Şərq çinarının yaşıl yarpağında külün tərkibində olan elementlərin miqdarı 3,475% təşkil etməklə digər ağaclardan kəskin fərqlənir. Elementlərin miqdarına görə Ca (1,715%) fərqlənir; Si (0,61%), Mg (0,399%), Al (0,39%), S (0,196%) miqdarda dəyişir. Tədqiqat illəri üzrə Mg-un miqdarı 1987-ci ildə (0,74%), ən az isə 1986-cı ildə (0,27%) olmuşdur. Göründüyü kimi, Mg elementinin tədqiqat illəri üzrə paylanmasında qanunauyğunluq müşahidə edilmir.

Tədqiqat aparılan ərazi ümumi fonda cənub yamaclarda quraqlığa davamlı ardıc, saqqız, qaratikan və digər kollardan ibarət xüsusi bitki formasiyası yaranmışdır. Ərazidə ardıc və saqqız ağaclarından ibarət qarışıq və təmiz meşələrə də rast gəlinir. 1200-1300 m yüksəkliklərdə təmiz ardıc meşələri diqqəti cəlb edir.

- Tədqiqat nəticəsində müəyyənləşdirilmişdir ki, yağıntı çox olan ildə yaşıl yarpağın kimyəvi tərkibində elementlərin miqdarı yüksək olur.

- Müəyyən edilmişdir ki, ağaclar ən çox intensiv olaraq Ca və P-u mənimsəyir.

- Enliyarpaq ağaclar arasında yaşıl yarpaqda kimyəvi elementlərin miqdarına görə Şərq çinarı birinci yeri tutur.

- Arid meşə və kollar arasında ardıc kimyəvi elementlərin yüksəkaliyinə görə fərqlənir.

- Ağacların bioloji udma qabiliyyətinə yanaşı torpağın kimyəvi tərkibi də əsaslı təsir göstərir.

- Palıd yarpağında Fe digər ağaclara nisbətən yüksəkdir, bu da onun bioloji xüsusiyyətləri ilə bağlıdır.

Ardıc yarpağında ən çox Ca (1,680%), Si (0,209-0,526%), Mg (0,221-0,416%) Al (0,162-0,615%), Fe (0,072-0,166%), S (0,069-0,100%), P (0,047-0,068%) ən az isə Mn elementi (0,0011-0,0023%) fərqlənir. Saqqız ağacının yarpağında Ca (0,786%), Si (0,108%), Mg (0,175), Al (0,413 müstəsnalıq təşkil edir), Fe (0,076), P (0,035%), Mn (0,006%), S (0,056%) olduğu öyrənilmişdir.

Göründüyü kimi, yaşıl yarpağın kimyəvi tərkibinin formalaşmasında ağac cinsləri ilə yanaşı, tədqiqat illəri üzrə torpağın rütubət rejiminin də təsiri böyükdür və eyni zamanda, torpağın tipi xüsusi rola malikdir. Bitki örtüyünün inkişafında rütubətlə yanaşı, ağacların bioloji udma qabiliyyəti, torpağın kimyəvi və fiziki xüsusiyyətləri də böyük əhəmiyyət kəsb edir.

Bu göstərdiklərimiz aşağıdakı sıradan bir daha aydın görünür:

Torpaq:
Si>Ca> Mg >Al>Fe>S>P>Mn

Yaşıl yarpaq:
Ca>Si> Mg >Al>Fe>S>P>Mn

Ancaq ağac cinsləri üzrə, bioloji udma qabiliyyətindən və torpaq tiplərindən asılı olaraq, fərqlərin olduğu da nəzərə alınmalıdır. Torpağa nisbətən yaşıl yarpaqda bütün hallarda Ca-in nisbətən kəskin artdığı müşahidə olunur.

Ekoloji şəraitdən asılı olaraq bitkilərin bioloji udma qabiliyyəti və mineral maddələrə tələbatı ağac və digər bitkilərin əkini və meşə bərpa işlərində nəzərə alınmalıdır.

Kiçik Qafqazın cənub-şərq yamacında aparılmış torpaq və bioloji dövranın bəzi xüsusiyyətlərini nəzərə alaraq, göstərilən ərazidə palıd, vələs, Şərq çinarının sahəsinin artırılması məqsədə uyğun sayılmalıdır.

ƏDƏBİYYAT

ƏLİYEV, H.Ə., MİRZƏYEV, Ş.İ. 1969. Kiçik Qafqazın bəzi palıd və vələs meşələrində kül elementlərinin bioloji dövranı. *Azərb SSR EA məruzələri*, XXV, 1.

ƏLİYEV, H.Ə., HƏSƏNOV, X.N. 1973. Meşələrin torpaq proseslərinə təsiri. Elm. Bakı.

АЛЛАХВЕРДИЕВА, Г.Р. 1985. Исследования сопряжения почв и растительности аридных редколесий Аджиноурского складчатого нагорья. Авт. канд. дисс. Баку.

ГАСАНОВ, Х.Н. 1967. Биологическая способность граба, бука, дуба и тиса на Юго-восточной оконечности лесной зоны Большого Кавказа. *ДАН Азерб. ССР*, 1.

ЗОНН, С.В. 1954. Влияние леса на почву. Москва-Ленинград.

РОДИН, Л.Е., БАЗИЛЕВИЧ, Н.И. 1965. Динамика органического вещества, биологический круговорот в основных типах растительности. Наука. Москва-Ленинград.

СМОЛЬЯНИНОВ, И.И., РЯБУХА, Е.В. 1971. Круговорот веществ в природе. Наук. Думка. Киев.

ТРОИТСКИЙ, А.И. 1949. Обмен мин. элементами между почвой и растительностью. *Проблемы Сов. Почвоведения*, 15.

ШАРИФОВ, Е.Ф., ДРОЖЖИНА, Т.А. 1965. Сезонное изменение зольного состава свежих листьев в различных почвенно-климатических условиях Малого Кавказа. *Тр. Ин-та почвоведения и агрохимии.* 3. Изд-во АН Азерб ССР. Баку.

Məqaləyə c.e.d. M.Y.Xəlilov rəy vermişdir

© Ç.Q.Gülalıyev, 2007

YÜKSƏK TEZLİKLİ ELEKTRİK SAHƏSİNDƏ TORPAĞIN DİELEKTRİK NÜFUZLUĞUNUN TƏCRÜBİ NƏTİCƏLƏRİNİN NƏZƏRİ İZAHI

Ç.Q.Gülalıyev

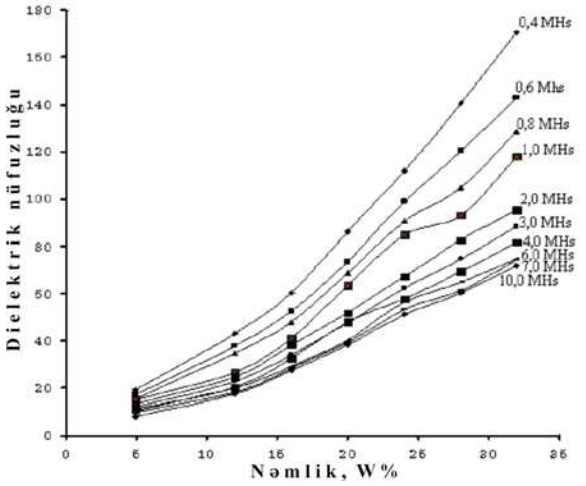
Azərbaycan MEA H.Ə.Əliyev adına Coğrafiya İnstitutu
AZ1143, Bakı, H.Cavid prosp., 31

Məqalədə bir çox (dağ-çəmən, sarı gilli, dağ-qəhvəyi, boz-qəhvəyi (şabalıdı), çəmən-boz, suvarılan boz-çəmən və s.) torpaq növlərində elektrik sahəsinin müxtəlif (0,4 MHs - 10,0 MHs) tezlik intervalında dielektrik nüfuzluğunun onun rütubətlənmə dərəcəsindən asılılığının təcrübə yolu ilə öyrənildiyi bildirilir. Tədqiqatlar nəticəsində məlum olmuşdur ki, fiksə olunmuş temperatur, həcmi çəki və elektrik sahəsinin müxtəlif tezliyində torpağın dielektrik nüfuzluğunun onun rütubətlənmə dərəcəsindən asılılığının forması qismən bir-birinə oxşayır. Amma ədədi qiymətcə onlar bir-birindən kifayət qədər fərqlənir. Bu oxşarlıqları nəzərə alaraq və qarşıya qoyulan məqsədə çatmaq üçün məqalədə bir torpaq nümunəsi timsalında tədqiqat işi aparılmışdır. Alınan təcrübi nəticələr riyazi statistika yolu ilə təhlil edilərək torpağın dielektrik nüfuzluğu ilə onun rütubətlənmə dərəcəsi arasında asılılığı ifadə edən empirik düstur müəyyənləşdirilmişdir. Məqalədə təcrübi nəticələrlə həmin düsturun uyğunluğu araşdırılaraq, onun nəzəri izahı təhlil edilmişdir.Aldığımız təcrübi nəticələr və təhlil etdiyimiz riyazi düstur onu göstərir ki, elektrik sahəsinin yüksək tezliyi intervalında torpaqların dielektrik nüfuzluğunu ölçərkən meydana çıxa biləcək polyarlaşmalar nəzərə alınmalıdır. Ona görə də təklif olunur ki, kütləvi şəkildə istehsal olunacaq elektriklə nəmlik ölçən cihazların hazırlanmasında müəyyən edilmiş riyazi ifadə nəzərə alınsın.

Əkinçiliyin inkişafı ilə əlaqədar torpaqda suyun miqdarının və hərəkət dinamikasının öyrənilməsi həmişə diqqət mərkəzində olmuşdur. Ona görə də torpaqda rütubətin miqdarının tez bir zamanda və dəqiq öyrənilməsi üçün alimlər həmişə axtarışda olmuşlar. Bununla yanaşı hazırda mövcud olan cihaz və üsullardan istifadə edərək torpaq nəmliyi təyin olunur. Bu üsullardan biri də elektrik üsulu ilə nəmliyin öyrənilməsidir. Elektrik-nəmlik ölçən cihazlar mövcud olsa da onların ölçmələrində müəyyən qeyri-dəqiqlik mövcuddur. Odur ki, onlardan geniş istifadə olunmur. Bu da ondan irəli gəlir ki, torpağın kompleks şəkildə elektrik xassələri öyrənilməmişdir. xüsusilə də torpaq nəmliyi ilə onun dielektrik nüfuzluğu arasında mümkün əlaqələr geniş şəkildə şərh edilməmişdir. Göstərilən çatışmazlığın aradan qaldırılmasına kömək məqsədilə tərəfmizdən bir neçə (dağ-çəmən, sarı gilli, dağ-qəhvəyi, boz-qəhvəyi (şabalıdı), çəmən-boz, suvarılan boz-çəmən və s.) torpaq növləri üzərində dielektrik nüfuzluğunun (ε') torpaq nəmliyindən (w) və elektrik sahəsinin tezliyindən (f) asılılığı təcrübi yolla öyrənilmişdir. Müxtəlif ərazilərdən götürülmüş torpaq nümunələri laboratoriya şəraitində torpaqşünaslıq elmində qəbul edilmiş üsullara uyğun təcrübələrə hazırlanmışdır. Torpaqların dielektrik nüfuzluğunu öyrənmək üçün xüsusi rejim daxilində L-2 elektrik körpü cihazından, gücləndiricidən, ultra termostatdan və model qurğudan istifadə edilmişdir (Позднякov, Гюлалыев, 2004). Nümunədə temperaturun sabitliyinə əminlik üçün həssas termometr, onun mərkəzinə yerləşdirilir. Təcrübənin sonunda üç təkrarla, termostat-çəki üsulu ilə rütubətin əvvəlki qiymətinə uyğunluğu yoxlanmışdır (Позднякov, Гюлалыев, 2004г).

Təcrübələr elektromaqnit dalğasının 0,4-10,0 MHs tezlik intervalları daxilində aparılmışdır. Torpaq nümunələrinin həcmi çəkisi 1,12-1,4 q/sм^3 daxilində götürülmüşdür. Bütün təcrübə boyu nümunələrin temperaturu 20^0 C saxlanılmışdır. Torpaq nümunələrinin rütubətləndirilməsi tərəfmizdən quru hava şəraitindən başlayaraq tarla rütubət tutumu həddi daxilində xüsusi qaydada yerinə-yetirilmişdir.

Tədqiqatın nəticəsi göstərmişdir ki, fiksə olunmuş temperatur, həcmi çəki və tezlikdə torpağın dielektrik nüfuzluğunun onun rütubətlənmə dərəcəsindən asılılıq əyrilərinin forması qismən bir-birinə oxşayır. Amma ədədi qiymətcə bir-birindən kifayət qədər fərqlənirlər. Bu oxşarlıqları nəzərə alaraq və məqalədə qarşıya qoyulan məqsədin izahı üçün bir torpaq nümunəsi timsalında tədqiqatın nəticəsini aydınlaşdırmağa çalışmışıq. Bu məqsədlə nümunə üçün çəmən-boz torpaq növü götürülmüşdür. Çəmən-boz torpağın dielektrik nüfuzluğunun onun rütubətlənmə dərəcəsindən asılılığı şəkildə göstərilmişdir.



Çəmən-boz torpağın dielektrik nüfuzluğunun rütubətlənmə dərəcəsindən asılılığı

Sonda tədqiqat işlərinin nəticələri riyazi statistika yolu ilə ümumiləşdirilərək onlar arasında mümkün olan korrelyativ əlaqələr tapılmışdır. Bu əlaqə aşağıdakı riyazi düsturla ifadə olunur.

$$\frac{\varepsilon_i' - 1}{\varepsilon_k' - 1} = \frac{W_i}{W_k} \qquad (1)$$

Torpağın dielektrik nüfuzluğunun rütubətlənmə dərəcəsindən asılı olaraq dəyişmə əyrisi xaraktercə eyni olsa da, elektrik sahəsinin tezliyindən asılı olaraq dielektrik nüfuzluğunun qiymətlərinə görə bir-birindən fərqlidir. Bir torpaq üçün ε' rütubətdən çox asılı olduğu halda, digərində bu asılılığın dəyişməsi o qədər də intensiv deyildir. Bu onunla izah olunur ki, torpaqlar fiziki-kimyəvi xassələrinə görə bir-birindən fərqlənirlər. Qrafikdən görünür ki, dielektrik nüfuzluğunun rütubətdən asılılığı 0,4 MHs tezlik intervalında 10,0 MHs intervalındakı asılılığa nisbətən daha böyükdür. Buradan aydın olur ki, kiçik tezlikli elektromaqnit dalğaları sahəsində nümunədən elektrik cərəyanı keçərkən müxtəlif polyarlaşma effektləri meydana çıxaraq dielektrik nüfuzluğunun qiymətinin artmasına yardımçı olur. Amma bu hal yüksək tezlikli elektrik sahəsində tamamilə əksinədir. Yəni tezliyin qiymətinin yüksəlməsi ilə ε' qiymətinin azalması müşahidə olunur. Bu onunla izah olunur ki, yüksək tezlikli elektrik sahəsində dipollar sahənin keçiriciliyinə mane olmağa macal tapa bilmir. Bu halın bəzən də müxtəlif fiziki izahları da olur. Çünki torpaq landşaftın çox mürəkkəb komponentidir. Onun dielektrik nüfuzluğunun təcrübi yollarla öyrənilməsi texniki cəhətdən çox çətin olduğu üçün indiyə qədər dünya alimləri tərəfindən ε' kompleks şəkildə öyrənilməmişdir. Ancaq ədəbiyyat materiallarında az da olsa riyazi üsullarla bu boşluğun doldurulmasına cəhdlər göstərildiyi müşahidə olunur (Черняк, 1964; Троицкий, 1974; Берлиннер, 1973; və s.). Son nəticə olaraq məlum olmuşdur ki, o tədqiqatlar da torpaqların dielektrik nüfuzluğunun həqiqi qiymətini ifadə edə bilmir. Çünki torpaq elmi baxımdan üç fazalı – mineral (üzvi) , maye və qaz tərkibli kompozision material kimi qəbul edildiyindən onun üç halının eyni vaxtda dielektrik nüfuzluğu kompleks şəkildə öyrənilməsi tələb olunur.

Uzunmüddətli tədqiqatlar nəticəsində məlum olmuşdur ki, elektrik sahəsində torpaqların dielektrik nüfuzluğunu öyrənərkən müxtəlif polyarlaşma effektləri ortalığa çıxır ki, bu da torpağın dielektrik nüfuzluğunun həqiqi qiymətinə uyğun olmur. Ona görə yuxarıda sadalanan çatışmazlıqları nəzərə alaraq, təcrübə apararkən elə tezlik intervalı seçməyə çalışmışıq ki, burada mümkün olan polyarlaşma effektləri aradan çıxsın (Троицкий, Гюлалыев, Герайзаде, 1983, 1986; Поздняков, Гюлалыев, 2004). Yəni burada nəzərə almışıq ki, torpağın disperslik dərəcəsi yüksəldikcə, məlum olduğu kimi, onun kolloidal halı da yüksəlir. Torpaq kolloidlərinin istər mineral, istərsə də üzvi hissəsinin çoxunun yükü mənfi olduğu üçün elektrik sahəsində onların hərəkət dinamikası tamamilə fərqli olur. Yəni mitsellanın daxili hissəsi onun maddəsinin əsas kütləsini təşkil edən torpaq aqreqatlarından ibarət olduğu üçün nüvə kristallik quruluşa malikdir. Onu əhatə edən molekulyar təbəqə isə ikiqat elektron təbəqəsidir. Buradan görünür ki, torpaq molekulları dissosiasiya etdikdə torpaq ionlarından bir qismi nüvəyə yapışaraq onun dielektrik nüfuzluluğunun dəyişməsinə səbəb olur.

Qrafikdən də göründüyü kimi elektrik sahəsinin aşağı tezlik intervalında dielektrik nüfuzluğu (ε') ədədi kəmiyyətcə böyük qiymət almışdır. Bu onunla izah olunur ki, aşağı tezlik intervalında elektrik sahəsinin tezliyi bütün növ polyarlaşmaların meydana çıxmasına səbəb olur (Поздняков, Гюлалыев, 2004). Daha doğrusu, elektrik sahəsinin təsiri nəticəsində mitsellada bir-biri ilə müxtəlif növ qüvvə ilə birləşmiş üç tərkib hissənin, yəni kolloid halda olan maddənin özündən ibarət daxili nüvəsi, hissəciyin yü-

künü təyin edən qeyri-mütəhərrik ikiqat təbəqənin daxili örtüyü, əks elektrik yükünə malik ionlardan ibarət diffuzion təbəqə ümumilikdə dielektrik nüfuzluğunun qiymətinə təsir edərək onun artmasına səbəb olmuşdur. Dipolların güclü polyarlaşması nəticəsində yuxarıda göstərdiyimiz xüsusi şərt daxilində ε' özünün maksimum qiymətini alır. Elektrik sahəsi tezliyinin sonrakı artımı isə ε' qiymətinin azalması ilə müşahidə olunur. Bu yüksək tezlikli elektrik sahəsində polyarlaşma effektlərinin aradan çıxması ilə təsdiqlənir. Nəticədə aldığımız bu qanunauyğunluq tədqiqat apardığımız bütün torpaq növlərinə aid olduğu üçün aşağıdakı cədvəldə boz-çəmən torpaq növü nümunəsində (1) eyniliyi və dielektrik nüfuzluğunun elektrik sahəsinin tezliyindən və torpaq nəmliyindən asılılığı göstərilib.

Cədvəldən göründüyü kimi, elektrik sahəsinin aşağı tezlik intervalında ε'-nun qiyməti f-dən asılı olaraq sürətlə azalır. Tezliyin sonrakı artımı ε' nisbətən sabit kəmiyyətə yaxınlaşmasına təsadüf edir. Dielektrik nüfuzluğunun torpaq nəmliyindən asılılığı isə eksponensial qanunauyğunluqla nəmlik faizinin artması ilə artır.

Aldığımız nəticələrə uyğun dielektrik nüfuzluğu ilə torpaq nəmliyi arasında əlaqənin fiziki izahına çalışaq. Daha doğrusu, bu əlaqə (1) düsturu ilə ifadə olunduğu üçün bu riyazi ifadənin doğruluğunun izahını verək. Bu halı aydınlaşdırmaq üçün həmin kəmiyyətlərin müxtəlif qiymətləri tutuşdurulmuşdur (cədvəl):

$$\Delta\varepsilon'_{ik} = \varepsilon'_i - \varepsilon'_k$$

Onların nisbəti isə $S_{ik} = \varepsilon'_i / \varepsilon'_k$ şəkilində göstərilmişdir. Burada ε'_i və ε'_k torpaq nəmliyinin W_i və W_k halına uyğun dielektrik nüfuzluğudur.

Məlum olmuşdur ki, elektrik sahəsinin 0,4 MHs tezliyindən başlayaraq onun sonrakı artımı ε'_{ik} azalması ilə müşahidə olunur. 1,0-2,0 MHs tezlik intervalında isə S_{ik} təxminən sabit qalır, yəni $\varepsilon'(f)$ asılı olmur. 1,0-2,0 MHs və ondan yuxarı tezlik intervalına keçidlə əlaqədar olaraq məlum olmuşdur ki, elektrik sahəsi tezliyinin artımı (1) ifadəsinə uyğun olur. Bu ifadə onu göstərir ki, sağ tərəfdəki nisbət vahid həcmdəki torpağın həcmi çəkisi ilə eyniləşir:

$$\frac{W_i}{W_k} = \frac{m_{bi}}{m_{bk}} \qquad (2)$$

(1) ifadəsinin eyniliyi cədvəli

W,%	Tezlik, f MHs									
	0,4	0,6	0,8	1,0	2,0	3,0	4,0	6,0	7,0	10,0
	Dielektrik nüfuzluğu, ε'									
32.0	170.4	143.1	128.9	117.9	95.4	88.4	81.9	74.9	74.4	71.9
28.0	140.6	120.4	104.9	92.9	82.9	74.9	69.4	64.9	61.4	60.4
24.0	111.9	98.9	90.4	84.9	67.4	62.4	57.9	56.4	53.4	51.4
20.0	86.2	73.7	68.9	63.6	51.9	47.6	47.9	40.4	39.4	38.4
16.0	60.2	52.7	47.9	41.0	38.3	34.1	32.6	29.2	28.5	27.4
12.0	43.0	37.9	34.9	26.5	24.7	22.9	20.2	20.0	18.1	17.4
4.9	19.4	17.1	15.5	15.0	13.5	11.9	11.1	10.4	9.9	8.0
R	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
P	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01	<0,01
$(\varepsilon'_i - 1) : (\varepsilon'_k - 1) = W_i/W_k$										
1.14	1.21	1.19	1.23	1.27	1.15	1.18	1.18	1.10	1.22	1.19
1.17	1.26	1.22	1.16	1.09	1.23	1.20	1.20	1.15	1.15	1.18
1.20	1.30	1.34	1.31	1.33	1.30	1.31	1.21	1.40	1.36	1.34
1.25	1.43	1.40	1.44	1.55	1.36	1.40	1.47	1.38	1.38	1.40
1.33	1.40	1.39	1.37	1.55	1.55	1.50	1.61	1.46	1.57	1.57
R	0.9,	0.9	0.8,	0.8,	1	1	1	0.9	0.9,	0.8,
P	>0,05	>0,05	>0,05	>0,05	<0,05	<0,05	<0,05	>0,05	>0,05	>0,05

Vahid həcmdə W_t və W_k uyğun olaraq su molekullarının miqdarını n_i və n_k ilə işarə etsək və eyni zamanda, $m_b = \xi_n$ (ξ_n – su molekulunun kütləsidir) olarsa onda yuxarıda göstərdiyimiz bərabərlik aşağıdakı formanı alır:

$$\frac{m_{bi}}{m_{bk}} = \frac{n_l}{n_k} \qquad (3)$$

Bu bərabərliyin sağ tərəfini α polyarlaşma əmsalına vursaq və qəbul etsək ki, χ dielektrik qavrayıcılığıdır, onda $n_\alpha = \chi\,\varepsilon'_{n-1}$ halında

$$\frac{\varepsilon'_{bi}-1}{\varepsilon'_{bk}-1} = \frac{m_i}{m_k} \qquad (4)$$

olur. Yuxarıdakı 1; 2 və 3 bərabərliklərini tutuşdursaq,

$$\frac{\varepsilon'_{bi}-1}{\varepsilon'_{bk}-1} = \frac{W_i}{W_k} \qquad (5)$$

ifadəsini almış olarıq. Nəzərdən keçirdiyimiz yuxarıdakı ifadələri qəbul olunmuş (Берлиннер, 1973) Xippel düsturu ilə ifadə etsək, onda həmin düstura görə ε^v aşağıdakı şəkildə olur:

$$\varepsilon'^{V} = \varepsilon'^{V_q}_q \cdot \varepsilon'^{V_b}_b \cdot \varepsilon'^{V_T}_T \cdot \varepsilon'^{V_C}_C \cdot \varepsilon'^{V_N}_N . \qquad (6)$$

Burada ε'^{V} - nəmli torpaq sistemlərinin dielektrik nüfuzluğu; ε'_q ; ε'_b ; ε'_T - torpaqların bərk, maye və qaz halına uyğun dielektrik nüfuzluğu; ε'_C - təcrübə müddətində mümkün olan bütün polyarizasiya növlərinə uyğun adsorbsiya qatının dielektrik nüfuzluğu; ε'_N - məhlulda ionların məhdud halda hərəkətinə uyğun orta dielektrik nüfuzluğu; $V_q; V_b; V_T; V_C; V_N$ - göstərilən fazalara uyğun doymyş məhlulun həcmidir. Nəzəri cəhətdən (6) düsturundan istifadə edərək

$$\frac{\varepsilon'_i}{\varepsilon'_k} = \frac{\varepsilon'^{V_{qi}}_q \varepsilon'^{V_{bi}}_b \varepsilon'^{V_{Ti}}_T \varepsilon'^{V_{Ci}}_C \varepsilon'^{V_{Nii}}_N}{\varepsilon'^{V_{qk}}_q \varepsilon'^{V_{bk}}_b \varepsilon'^{V_{Tk}}_T \varepsilon'^{V_{Ck}}_C \varepsilon'^{V_{Nk}}_N} \qquad (7)$$

yazmaq olar.

Aydındır ki, $\varepsilon'^{V_b}_b = \varepsilon'_{bi}; \varepsilon'^{V_{bk}}_b = \varepsilon'_{bk}$ və $\varepsilon'_q = 1$. Əgər qəbul etsək ki, torpaqda nəmlik həddi dəyişmir, onda göstərilən ifadə belə olur:

$$V_{Ti} = V_{Tk}; V_{Ci} = V_{Ck} \qquad (8)$$

Buradan

$$\frac{\varepsilon'_i}{\varepsilon'_k} = \frac{\varepsilon'_{bi} \cdot \varepsilon'^{V_{Ni}}}{\varepsilon'_{bk} \cdot \varepsilon'^{V_{Ni}}} \qquad (9)$$

almış oluruq.

Nəzərə alsaq ki, yüksək tezlikli elektrik sahəsində $\varepsilon'_N \approx 1$, onda (9) aşağıdakı şəkilə düşür:

$$\frac{\varepsilon'_i}{\varepsilon'_k} = \frac{\varepsilon'_{bi}}{\varepsilon'_{bk}} . \qquad (10)$$

Bu ifadə ədədi qiymətcə vahiddən böyük olarsa, onu

$$\frac{\varepsilon'_i-1}{\varepsilon'_k-1} = \frac{\varepsilon'_{bi}-1}{\varepsilon'_{bk}-1} \qquad (11)$$

şəkildə də yazmaq olar. Əvvəldə olduğu kimi, ifadələrdə yerdəyişmə aparsaq

$$\frac{\varepsilon'_i-1}{\varepsilon'_k-1} = \frac{W_i}{W_k} \qquad (12)$$

ifadəsini almış olarıq. Bu ifadə də (1) ifadəsilə eynigüclü olduğunu göstərir. Həmin ifadənin təcrübi nəticələri cədvəldə göstərilmişdir. Buradan görünür ki, torpağın dielektrik nüfuzluğu ilə onun nəmliyi arasında xətti asılılıq mövcuddur. Əgər $\varepsilon'_N \approx 1$ və torpaqda nəmliyin paylanması adsorbsiya nəmliyi daxilindədirsə, bu halda (1) ifadəsi artıq elektrik sahəsi tezliyindən asılı olmur.

Aldığımız təcrübi nəticələrdən və təhlil etdiyimiz riyazi düsturdan aydın olur ki, elektrik sahəsinin yüksək tezlik intervalında tədqiq etdiyimiz torpaqların dielektrik nüfuzluğunda meydana çıxa biləcək polyarlaşmalar nəzərə alınmışdır. Ona görə də təklif olunur ki, kütləvi şəkildə istehsal olunacaq elektriklə nəmlik ölçən cihazların hazırlanmasında (12) ifadəsi nəzərə alınsın.

Onu da qeyd etmək lazımdır ki, alınan nəticələrdən torpaqların təsnifləşdirilməsinin də-

qiqləşdirilməsində, ərazinin meliorativ cəhətdən qiymətləndirilməsində, geokimyəvi göstəricilərin aydınlaşdırılmasında, elektrofiziki göstəricilərə uyğun torpaq xəritələrinin tərtibində istifadə oluna bilər.

ƏDƏBİYYAT

БЕРЛИНЕР, М.А. 1973. Измерения влажности. Энергия. Москва. 400.

ПОЗДНЯКОВ, А.И., ГЮЛАЛЫЕВ, Ч.Г. 2004. Электрофизические свойства некоторых почв. Москва-Баку. 240.

ТРОИЦКИЙ, Н.Б. ,ГЮЛАЛЫЕВ, Ч.Г., ГЕРАЙЗАДЕ, А.П. 1983. Эквивалентная схема замещения в диэлектрических измерениях почв. *Изв. АН Азерб.ССР, серия биол. наук*, 6, 28-34.

ТРОИЦКИЙ, Н.Б. 1974. Диэлектрические свойства и влажность почв. Автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд. тех. наук. Ленинград. 18.

ТРОИЦКИЙ, Н.Б., ГЮЛАЛЫЕВ, Ч.Г., ГЕРАЙЗАДЕ, А.П. 1986. Зависимость диэлектрической проницаемости почв от влажности. *Доклады ВАСХНИЛ*, 7, 39-41.

ЧЕРНЯК, Г.Я. 1964. Диэлектрические методы исследования влажности пород. Недра. Москва. 128.

Məqaləyə Azərbaycan MEA müxbir üzvü P.Z.Məmmədov rəy vermişdir