ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

© А.А.Фейзуллаев, 2011

ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЯХ ДЛИТЕЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

А.А.Фейзуллаев

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

В статье дан обзор изученности проблемы развития деформационных процессов на длительно разрабатываемых месторождениях нефти и газа различных бассейнов мира и сопутствующих им экологических последствий. Более детально эти процессы рассмотрены применительно к старейшему нефтеносному району, Абшеронскому полуострову, где месторождения сильно истощены, а уровень падения пластовых давлений достигает 80% от первоначальных. Экологическими последствиями этого явления стали: развитие в районе месторождений Балаханы-Сабунчи-Рамана, Сураханы, Гарачухур, Биби-Эйбат интенсивного (до 47 мм/год) процесса проседания земли и их подтопление, возникновение индуцированной сейсмичности (землетрясение в Сураханах в 1937 г.).

С целью прогнозирования развития геодинамических процессов рекомендуется заблаговременное обустройство добывающих комплексов системой сейсмического и геодинамического контроля.

Введение

Как известно, при длительной разработке месторождений углеводородов из недр извлекаются большие объемы нефти, газа и сопутствующей пластовой воды. Это приводит к существенному падению давления в резервуарах (Poland and Davis, 1972; Mes, 1990; Donaldson et al., 2003; Xie et al., 2003 и др.), составляющего 50-80% ниже гидростатического давления (Ryder et al., 1995; Xie et al., 2003 и др.). Такие давления классифицируются как аномально-низкие пластовые давления (АНПД) (Кошляк, 2002; Huffman and Bowers, 2002 и др.).

Падение пластового давления в резервуарах приводит к увеличению эффективного давления, что в свою очередь вызывает деформационные процессы: снижение пористости, проницаемости пород и их дополнительное уплотнение (Van der Knaap и Van der Vlis, 1967; Абасов и др., 1997; Vanhasselt, 1992; Moos and Chang, 1998; Иманов, 2012 и др.). Этот процесс находит свое отражение в изменении экологической ситуации на промысловых территориях: развитие проседаний грунта (Mayuga and Allen, 1970; Holzer and Bluntzer, 1984; Vanhasselt, 1992; Bondor and de Rouffignac, 1995; Fielding et al.,1998; Martin and Serdengecti, 1984; Morton and Buster, 2002; Patel and Kulkarni, 2007 и др.), их подтопление (Pratt and Johnson, 1926; Serebryakov and Chilingar, 2000 и др.); проявление «индуцированной/наведенной» сейсмичности (Krishna Rao, 2003; Адушкин и Турунтаев, 2005; Турунтаев, 2005; Leng and Preston, 2005 и др.) и, в конечном итоге, нанесение ущерба инфраструктуре (поломке скважин, платформ, трубопроводов, мостов и т.д.) (Poland and Davis, 1972; National Research Council, 1991; Van der Kooij et al., 1995 и др.), восстановление которых требует значительных инвестиций (National Research Council, 1991; Xu, 2002 и др.).

В данной статье дан обзор изученности проблемы в мире и рассмотрены явления проседания и сопутствующие им экологические последствия на Абшеронском полуострове, где месторождения нефти и газа разрабатываются более века и в настоящее время сильно истощены.

Результаты исследований

Обзор явлений проседания земли и экологических последствий в различных нефтегазоносных бассейнах мира

Факт оседания дневной поверхности (а для морских нефтегазоразработок – морского дна) вследствие добычи нефти и газа является общеизвестным.

Выделяют две основные причины проседаний земной поверхности: естественные, связанные с геологическим процессом уплотнения осадков, и техногенные, вызванные деятельностью человека. Первые, хотя и имеют широкое распространение, характеризуются относительно низкими скоростями проседания земли в сравнении со вторыми. Так, например, исследование истории добычи и пластового давления на нескольких крупных месторождениях нефти и газа в Штате Луизиана (США) показало, что темпы проседания земли, связанные с человеческой деятельностью, составляют 9 мм/год или 23 мм/год (в зависимости от того, получены ли эти данные по результатам повторного нивелирования или записей уровня моря), в то время как геологические темпы проседания равны около 3 мм/год (Morton et al., 2001; Morton and Buster, 2002).

На юге Луизианы геодезическое повторное нивелирование выявило темп исторического погружения в 9,4 мм/год и в среднем 6,4 мм/год вдоль Bayou Petit Caillou в Terrebonne Parish (Morton et al., 2001; Morton and Buster, 2002). Эти измеренные значения проседания земли значительно превышают темпы геологического оседания, рассчитанные как <3 мм/год в течение последних 5000 лет в области Terrebonne (Roberts, 1994).

R.A.Morton и др. (2001) оценили темп проседания на месторождении Port Neches в Техасе в период максимальной добычи и установили, что расчетная скорость оседания 30 мм/год на три порядка выше, чем темпы геологического оседания на прибрежной равнине (Paine, 1993; Morton et al., 2001).

Средняя историческая скорость проседания в дельте Миссисипи – 12 мм/год (Shinkle and Dokka, 2004), что примерно на порядок выше, чем средне геологические темпы оседания Penland et al. (1988).

Выделяют три типа отбора человеком из недр флюидов, которые при благоприятных геологических условиях вызывают заметные проседания земли: (1) добыча нефти, газа и сопутствующей воды, (2) отбор горячей воды или пара для геотермальной энергии и (3) отбор грунтовых вод. Каждый из трех типов отбора вызывает максимальное проседание примерно одного и того же порядка величины. Так, например, широко известное нефтепромысловое оседание земли на месторождении нефти Wilmington в Лос-Анджелесе, штат Калифорния, достигло 9 метров. Отбор горячей воды для геотермальной энергии в Wairakei, Новая Зеландия, привел к 6-7 метрам проседания земли, а отбор грунтовых вод в Мехико (Мексика) и в долине Сан-Хоакин в Калифорнии (США) спровоцировал 9 метров понижения земной поверхности (Mayuga and Allen, 1970).

Над разрабатываемыми залежами углеводородов значительное проседание наблюдается при наличии всех или некоторых из следующих условий: 1) значительное снижение пластового давления в период добычи углеводородов (Poland and Davis, 1972; Mes, 1990; Donaldson et al., 2003; Patel and Kulkarni, 2007 и др.); 2) добыча углеводородов из большого вертикального интервала (Hejmanowski, 1993); 3) нефть или газ, или оба содержатся в слабо уплотненных или слабо сцементированных породах (Van der Knaap и Van der Vlis, 1967; Geertsma, 1973)4; 4) резервуары имеют относительно небольшую глубину залегания и значительную протяженность (Geertsma, 1973; Finol and Farouq Ali, 1975).

Проседания земной поверхности, связанные с интенсивной добычей углеводородов, отмечены во многих регионах мира. Впервые такое явление было выявлено в 1926 г. Pratt and Johnson (1926) на нефтяном месторождении Goose Creek недалеко от Хьюстона, штат Техас. Здесь добыча нефти из рыхлых песков и глин с глубины 350-1400 м (мощность продуктивного интервала более 300 м) в период 1917-1925 гг. привела к проседанию грунта в 1м (Pratt and Johnson, 1926; Snider, 1927; Holzer, 1990).

Выполненные Н.Н.Мельниковым и др. (2009) сбор, систематизация и анализ опубликованных данных по более чем 130 разрабатываемым нефтегазовым месторождениям выявили явление оседания земли на промы-

словых территориях от десятков сантиметров до нескольких метров. На 15 месторождениях в различных регионах зафиксированы вертикальные оседания от 1,5 до 8,7 м.

В области Равенна, Италия, проседание земли, благодаря интенсивному извлечению грунтовой воды из неуплотненного четвертичного бассейна и газа из ряда дочетвертичных резервуаров за период 1950-1986, достигло 1,30 м (Gambolati et al., 1991).

На месторождениях нефти Belridge и Lost Hills в Калифорнии (США) темп проседания, который изменчив в пространстве и во времени, достигает 30-40 см ежегодно (Van der Kooij, 2012).

В Хьюстоне-Галвестоне, район Техаса, где существует, по крайней мере, 110 месторождений нефти и газа, двадцать девять месторождений были пересечены линиями повторного нивелирования. Локальные проседания грунта установлены на шести месторождениях: Alco-Mag, Chocolate Bayou, Goose Creek, Hastings, Mykawa и South Houston (Holzer, 1990). Темпы проседания в области Хьюстона-Галвестона (до 120 мм/год) превысили естественные темпы проседания, оцененные до 13 мм/год. Полагается, что такие быстрые темпы проседания и погружение до 3 м были вызваны крупномасштабным изъятием флюидов, формирующим большую чашу проседания (Gabrysch and Copland, 1990).

Максимальное совокупное проседание земли с темпами до 0,26 м в области интенсивной добычи нефти, начатой с 1929 г. из неглубоких (300-1000 м), неуплотненных резервуаров в Costa Oriental (Восточное Побережье) озера Маракайбо в западной Венесуэле вызвали существенные проседания земли, охватившие более чем 2000 км^2. К апрелю 1990 г. максимальное совокупное проседание грунта составило 5,03 м, а к апрелю 2002 г. оно достигло целых 6 м (Murria, 1991).

Проседание земной поверхности на месторождении Гронинген в северной части Нидерландов, где добыча природного газа началась в 1964 г. согласно оценке, сделанной в 1990 г., составило 33-43 см (Pôttgens, 1991).

Темпы отбора флюидов, спровоцировавших оседания поверхности земли на месторождении Cold Lake, Канада, составляют 36 см в год (Production Induced…, 2006).

На месторождениях в Гуджарате, Индия, темп падения давления в газовых скважинах колеблется от 0,2 до 0,4 МПа/год. Выявлена хорошая корреляция между добычей газа и проседаниями земли. Наибольшая чаша проседания наблюдается в районе, где расположено наибольшее количество скважин, добывающих газ. По данным GPS исследований средняя скорость проседания земли изменяется от 0,3 до 1,8 мм/месяц. Максимальное оседание наблюдалось в 12,9 см в зоне максимального падения пластового давления (Kulkarni, 2006; Patel and Kulkarni, 2007).

Установлено, что быстрое снижение добычи углеводородов приводит к сокращению темпов проседания. Поэтому, как правило, начальный интенсивный период разработки месторождения характеризуется более высокими темпами проседания, но затем они замедляются, или возможно даже останавливаются (Wetland Subsidence…, 2001).

Обычно проседания на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях имеют локальный характер. Однако добыча УВ из одного и того же пласта множества месторождений может привести к региональной разгерметизации и региональному проседанию (Kreitler et al., 1988).

Проседание может быть сдержано восстановлением/поддержанием пластового давления. Однако процесс восстановления пластового давления может быть успешным, если только все блоки, ограниченные сбросами, работают как одно целое (Holzer, 1990). По мнению D. Moos and C. Chang (1998), мероприятия по поддержанию давления в резервуаре путем закачки в пласт воды и других методов, применяемых на многих месторождениях мира, позволяют восстановить давление не более чем на 10%. Это связано с тем, что неупругие деформации пород, сопровождающие падение пластового давления, более существенны, чем упругие, что приводит к необратимому процессу уплотнения пород резервуара (Bruno and Bovberg, 1992; Иманов, 2012). Поэтому, восстановление пластового давления даже до первоначального значения не приводит к восстановлению первоначальной емкости резервуара (Doornhof et al., 2006).

Широко распространенные процессы уплотнения резервуаров и проседания земной

поверхности относятся к категории опасных природных явлений, сопровождающихся серьезными экологическими и экономическими последствиями. К экологическим последствиям относятся явления подтопления зон проседания земли и повышение сейсмичности в пределах этих зон, которые в свою очередь сопровождаются экономическим ущербом.

Проседания даже до метра в течение от 10 до 20 лет может привести к значительным потерям земли и повреждениям инфраструктуры и имущества (Morton et al., 2006; Leedy, 2007 и др.).

Процессы подтопления территорий в результате проседаний земли наиболее существенны в прибрежной зоне, где даже небольшое проявление проседания грунта может вызвать затопление. Такое явление впервые описано над месторождением нефти около Хьюстона, Техас (Pratt and Johnson, 1926). Проседание земли, достигшее в результате извлечения нефти из основного Уилмингтонского месторождения почти 9 м (Mayuga and Allen, 1970), привело к затоплению улиц и причалов в городе и порте Лонг-Бич, Калифорния, и вызвало повреждение мостов, железных дорог и других портовых сооружений (Poland and Davis, 1972). В Венесуэле проседание из-за истощения резервуара привело к серьезному наводнению по побережью озера Маракайбо. К группе риска относится и газовое месторождение Groningen в Нидерландах, где проседание только порядка десятков сантиметров, порождает существенные проблемы, так как большая часть Нидерландов ниже уровня моря и поэтому защищена плотинами (дамбами) (Murria, 1991).

Проседание на месторождении Goose Creek в штате Техас, США, составившее приблизительно 1 метр было достаточным, чтобы изменить ландшафт от нагорья, покрытого растительностью, до открытой воды. Подобный пример проседания грунта, приведшего к замене заболоченного места открытой водой, произошел также на месторождении Port Neches, Техас, между 1956 и 1978 гг. (Wetland Subsidence…, 2002).

В результате извлечения из недр флюидов были заболочены большие нефтеносные области и в Западной Сибири (Serebryakov, Chilingar, 2000).

Установлено, что деятельность человека может также спровоцировать возникновение или усиление сейсмической активности на нефтегазодобывающих территориях. Причем эта активизация провоцируется как отбором, так и внедрением в эту систему дополнительной энергии/вещества. Такая сейсмичность получила название техногенной (или индуцированной) сейсмичности. Информация о техногенной сейсмичности, связанной с разработкой месторождений нефти и газа, стала появляться с начала 1920-х годов. Этой проблеме посвящен целый ряд работ (Смирнова, 1977; GCA GS Transactions, 1985; Mereu et al., 1986; Simpson, 1986; Wetmiller, 1986; Grasso, 1992; Исхаков и др., 1992; Николаев, 1995; Адушкин и др., 2000; Adushkin et al., 2000; Sze et al., 2005; Leng and Preston, 2005; Нестеренко и др., 2010 и др.).

Так, например, предполагается, что некоторые из более современных землетрясений в Техасе, а также несколько последних землетрясений в прибрежной равнине залива Галф Кост связаны с интенсивным отбором флюидов из нефтяных и газовых месторождений (GCA GS Transactions, 1985).

Примером одного из крупных индуцированных землетрясений является сейсмическое событие, произошедшее 10 декабря 1967 г. в регионе Коуна в западном Махараштра, Индия. Это техногенное землетрясение имело магнитуду 6,3 по шкале Рихтера (Krishna Rao, 2003).

Однако, как правило, магнитуда индуцированных землетрясений является маленькой по сравнению с естественными землетрясениями. Так, например, в Нидерландах самое мощное естественное землетрясение, зарегистрированное в 1992 г. в южном городе Roermond, имело магнитуду 5,8 по шкале Рихтера, в то время как магнитуды большинства землетрясений, вызванных извлечением из недр газа, изменялись в пределах 2-2,8 по шкале Рихтера, с самой сильной, зарегистрированной магнитудой в 3,5 (Donovan, 2012).

Вероятность возникновения техногенных землетрясений зависит не только от деятельности человека, но и от особенностей природных деформационных процессов. Их сочетание может привести к значительным смещениям земной поверхности и к возник-

новению нежелательных аварийных ситуаций, таких как разрывы трубопроводов, выход из строя эксплуатационных скважин, разрушение жилых и производственных строений, коммуникаций.

В районах, где отмечается низкий уровень естественной сейсмичности, энергия, высвобождаемая техногенными землетрясениями, как правило, невелика. Сотрясения, связанные с такими событиями, слабо ощущаются на поверхности (зачастую просто не ощущаются человеком).

В районах же с высоким уровнем естественных тектонических напряжений даже слабые воздействия человека могут привести к возникновению сильной триггерной сейсмичности. Не исключается связь между техногенным воздействием и появлением сильных, иногда катастрофических землетрясений в верхней и средней части земной коры (Адушкин и Турунтаев, 2005; Турунтаев, 2005), как в случае Газлийских землетрясений в Узбекистане (Акрамходжаев и др., 1984; Plotnikova et al., 1990).

Исследования показывают, что интервал времени между началом разработки месторождений и спровоцированной активизацией сейсмической активности для газовых месторождений меньше (2-16 лет), чем нефтяных (7-39 лет) (Кононова, 2011).

Современные методы позволяют проводить мониторинг деформационных процессов, протекающих в резервуаре месторождения и окружающих его породах. Эта информация важна как для прогноза опасного нарастания сейсмической активности, так и для оценки изменения в пространстве и во времени флюидодинамических характеристик коллекторов, реакции резервуара на воздействие с целью увеличения добычи, определения путей миграции флюидов и т.д. Сейсмические события, группирующиеся в пространстве, могут служить индикаторами зон активного современного трещинообразования и повышенной проницаемости (Турунтаев, 2005).

В последнее время наряду с активным сейсмическим просвечиванием все больше внимания уделяется так называемому пассивному сейсмическому мониторингу (Mereu et al., 1986; Phillips et al., 2002; Sze et al., 2005 и др.) с помощью чувствительной сети сейсмометров. Слабые сейсмические события, как возбужденные, так и являющиеся следствием естественных деформационных процессов, несут важную информацию о пространственном расположении активно деформирующихся областей осадочного разреза, включающего месторождение углеводородов.

Данные о слабой сейсмичности и микросейсмичности могут быть использованы для выявления активных в настоящее время разломов, определения положения фронта вытеснения нефти водой или газом и оценки временных вариаций проницаемости и пористости коллектора (County et al., 1998; Турунтаев, 2005).

Как отмечалось выше, деформационные процессы, сопровождающие процесс разработки месторождений нефти и газа, наносят серьезный ущерб инфраструктуре: приводят к поломке скважин, трубопроводов, мостов и оседанию платформ, ремонт которых является очень дорогостоящим.

Так, например, на месторождениях нефти Belridge и Lost Hills в Калифорнии (США), где добыча нефти из слоя диатомового песчаника производится более десяти лет, породы непрерывно уплотняются из-за снижения давления в резервуаре. Это сопровождается проседанием земли со скоростью 30-40 см в год. Связанное с этим сжатие и локальное разрушение песчаника вызывает частые сломы колон нефтяных скважин. Стоимость замены их составляет миллионы долларов в год и может временно остановить добычу нефти (Van der Kooij et al., 1995).

По одной из современных оценок ежегодный ущерб, благодаря проседанию и предотвращению последствий, в пределах только США составляет более чем 100 миллионов долларов (National Research Council, 1991).

Снижение воздушного зазора платформы на месторождении Ekofisk (Северное море), как следствие ее просадки, потребовало выполнение в 1986 г. дорогостоящих подъемных операций на сумму около 455 млн. долларов США и работ по защите бетонным каркасом центрального нефтесборного резервуара (около 500 млн. долл. США) (Xu, 2002).

Ориентировочная стоимость работ и защитных мероприятий по предотвращению затопления в порте Лонг-Бич, Калифорния,

связанного с разработкой месторождения Уилмингтон, составила в ценах 70-80-х гг. прошлого столетия более 6 млн. долларов (Кашников, Ашихмин, 2007).

Хотя макропроявления техногенных/ индуцированных землетрясений на объектах нефтегазоразработок относительно редки, однако их разрушающее влияние, а также вызываемый социально-экономический и экологический ущерб могут быть очень велики.

О проседаниях земли и экологических последствиях на нефтепромысловых территориях Абшеронского полуострова

Как известно, история нефтедобычи на Абшеронском полуострове берет свое начало еще с конца XIX века, кода отбор нефти из недр производился с помощью неглубоких, вырытых вручную колодцев. Позднее с внедрением технологии бурения скважин интенсивность отбора углеводородных флюидов из резервуаров непрерывно увеличивалась и к концу XX века превысила миллиард тонн нефти (плюс извлечение большого объема попутного газа и сопутствующей пластовой воды). Это привело к резкому падению пластовых давлений.

Выполненный анализ показал, что в эксплуатируемых объектах продуктивной толщи (ПТ) Абшеронского полуострова начальные пластовые давления, примерно соответствовавшие гидростатическим, в процессе разработки упали от 52,3% (Гала) до 80,6% (Чахнагляр-Сулутепе) (средние по месторождениям значения). Причем в резервуарах *верхнего отдела ПТ* уровень спада начального давления больше (в среднем около 66,1%), чем *в* резервуарах *нижнего отдела ПТ* (около 58,9%) (таблица).

Более наглядно уровень современных давлений в сравнении с начальными представлен на графике изменения их с глубиной, построенного по данным около 15 месторождений Абшеронского полуострова (рис. 1).

Уровень падения пластового давления (в % относительно начальных давлений) на месторождениях нефти и газа Абшеронского полуострова

Падение давления, в % от первичного пластового давления	Месторождения										
	Бал.аханы-Саб,унчи-Раманы	Сураханы	Гарачухур	Биби-Эйбат	Биби-Эйбат-дениз	Бинагады	Чахнаглар-Сулутепе	Бузовны-Маштага	Гала	Локбатан.-Пута-Гушхана	Шабан-даг
	Верхний отдел ПТ										
Кол-во данных	-	29	16	23	5	-	-	2	8	21	4
Пределы	-	23,7-94,3	25,7-94,1	35-91,2	79,2-92,3	-	-	62,4-65,8	42,9-77,3	53,5-77,8	37,5-75,6
Средняя	-	68,6	71,6	64,4	85,9	-	-	64,1	59,1	66,3	49,0
	Нижний отдел ПТ										
Кол-во данных	50	25	12	6	6	13	12	8	12	4	2
Пределы	39,0-92,9	18,5-76,3	22,9-78,2	53,3-74,7	53,9-69,4	56-96,2	50-94,5	55,7-73,8	16,1-74,9	47,6-71,4	52,6-70,8
Средняя	74,6	52,8	57,0	63,8	62,1	79,1	80,6	68,0	47,8	61,8	61,7
	В целом ПТ										
Кол-во данных	50	54	28	29	11	13	12	10	20	25	6
Пределы	39,0-92,9	18,5-94,3	22,9-94,1	35-91,2	53,9-92,3	56-96,2	50-94,5	55,7-73,8	16,1-77,3	47,6-77,8	37,5-75,6
Средняя	74,6	61,3	63,4	64,3	72,9	79,1	80,6	67,2	52,3	65,6	53,3

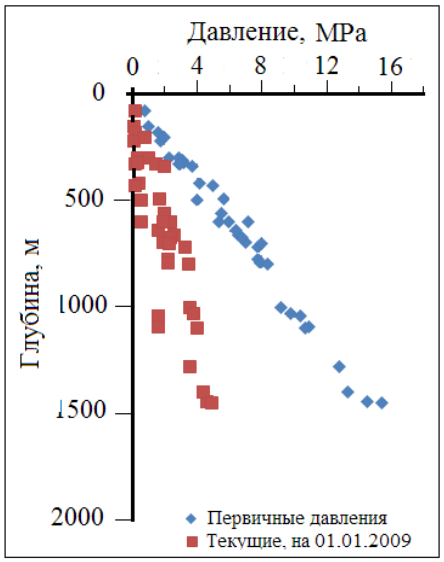


Рис. 1. Изменение с глубиной начальных и текущих (на 01.01.2009) пластовых давлений на месторождениях Абшеронского полуострова

Естественным следствием падения пластовых давлений на месторождениях Абшеронского полуострова должно быть развитие здесь соответствующих деформационных процессов, которые могут быть выявлены специальными исследованиями.

Мониторинг современных вертикальных движений земной коры на Абшеронском е берет начало с 1912 г., когда здесь был заложен один из первых в мире геодинамических полигонов. Целью первых геодезических измерений было определение разности в высотном отношении уровней Каспийского и Черного морей.

При обработке данных повторных нивелировок было выявлено, что отдельные участки Абшеронского полуострова изменяются по высоте. Обращалось внимание на опускание центральной и восточной частей полуострова (Ященко, 1989). Еще в 1934 г. М.В.Глазенап (в Лилиенберг, Гусейнзаде, 1983) высказал предположение, что «поднятия и опускания участков суши в пределах нефтеносных районов Абшеронского полуострова отражают как бы протекающую подземную жизнь в верхних горизонтах ПТ».

Позднее было выявлено опускание территории Биби-Эйбатского нефтяного месторождения. Так, например, в районе одной из старейших скважин №2465 было зафиксировано опускание земной поверхности со скоростью -30 мм/год, а в районе скважины №2778 – 31 мм/год (Ященко, 1989). Процесс оседания грунта на Биби-Эйбате коррелировался с прогибаниями земли на старых нефтяных месторождениях: Балаханы, Сабунчи, Рамана и Сураханы (Лилиенберг, Мещерский, 1968; Гусейн-Заде, Ященко, 1974; Лилиенберг, Гусейн-Заде, 1983; Ященко, 1989).

Хотя анализ результатов повторных нивелировок на Абшеронском полуострове не привел к единому мнению о причинах их проявления, тем не менее, ряд исследователей причину проседаний земной поверхности связывал с интенсивным отбором из недр нефти, газа, воды и песка. Так, согласно наблюдениям Д.А. Лилиенберга и др. (1980), периодам относительных тектонических опусканий земной поверхности на месторождениях Бинагади, Сураханы и Биби-Эйбат соответствует резкий рост отбора из недр жидких и газовых флюидов, а периодам стабилизации движений или относительных поднятий – минимальные объемы добычи. Приведенный на рис. 2 график отражает заметную тенденцию увеличения среднегодовой скорости вертикальных движений земной коры с увеличением среднегодовой добычи нефти в скважинах месторождений Абшеронского полуострова, хотя в этой зависимости не отражен суммарный объем извлеченных из недр флюидов (включая газ и сопутствующую пластовую воду).

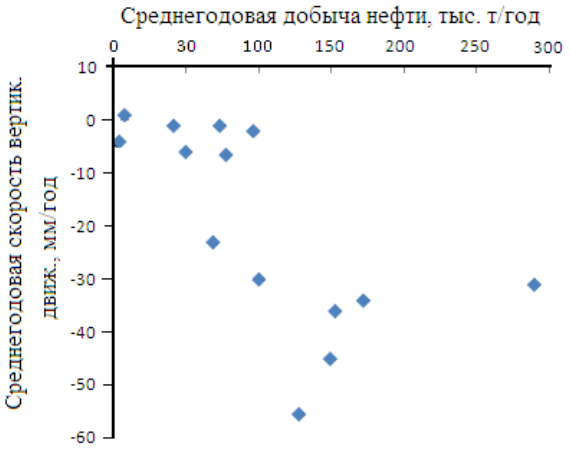


Рис. 2. График зависимости скорости современных вертикальных движений земной коры от среднегодовой добычи нефти в скважинах месторождений Абшеронского полуострова (по данным Ященко, 1989)

Важно также отметить, что наибольшее опускание земной поверхности (со скоростью от -12 до -30 мм/год) выявлено в районе с. Сураханы, а также в прилегающих селах Рамана, Гарачухур, Сабунчи. В ЮВ и северной частях Абшеронского полуострова опускание земной коры умеренное, со скоростью 1-2 мм/год (рис.3) (Ященко, 1989).

Аномальные опускания в присводовых частях антиклиналей на наиболее старых нефтепромыслах в Сабунчах, Сураханах, Раманах и Биби-Эйбате за 50 лет достигли 1-2,5 м (Буланже, Никонов, 1973; Лилиенберг и др., 1980), а за 80 лет центральная часть Абшеронского полуострова опустилась более чем на 3 м (Ященко, Ямбаев, 2006).

По данным У.Ш.Мехтиева (2009) оседание поверхности территории промыслов месторождения Балаханы-Сабунчи-Рамана составило более 3 м, а на месторождении Сураханы – около 2 м.

Как было отмечено выше на примере месторождений других бассейнов мира, закачка воды в пласт на месторождениях Абшерона не способствует восстановлению первоначальных условий (Лилиенберг и др., 1980; Ященко, 1989). Так, например, объем закачиваемых в пласт воды и воздуха на Бинагадинском месторождении оказался почти в два раза больше, чем суммарный отбор из него нефти и природного газа. Однако, несмотря на это, территория Бинагадинского месторождения за отдельные отрезки времени продолжала испытывать неравномерное прогибание своей поверхности (Ященко, 1989).

Отмеченные выше процессы проседания грунта на Абшеронском полуострове, как и на длительно разрабатываемых нефтегазовых месторождениях других бассейнов мира, сопровождались негативными экологическими последствиями.

По данным гидродинамического мониторинга на Абшеронском полуострове выявлены зоны интенсивного поднятия уровня грунтовых вод, которые коррелируются с районами проседания грунта (İsrafilov və b., 2008). Так, например, в центральной части Абшеронского полуострова с 1955 по 2006 гг. площадь зоны с глубиной уровня грунтовых вод >10 м уменьшилась на 21,4%, а площадь зоны с глубиной грунтовых вод 3-5 м увеличилась на 10,3% (Israfilov, 2012). Это является наглядным показателем негативного воздействия длительной разработки здесь нефтегазовых месторождений на гидрогеологические и экологические условия, которое проявляется подтоплением и заболачиванием территорий и ухудшением мелиоративных качеств земель.

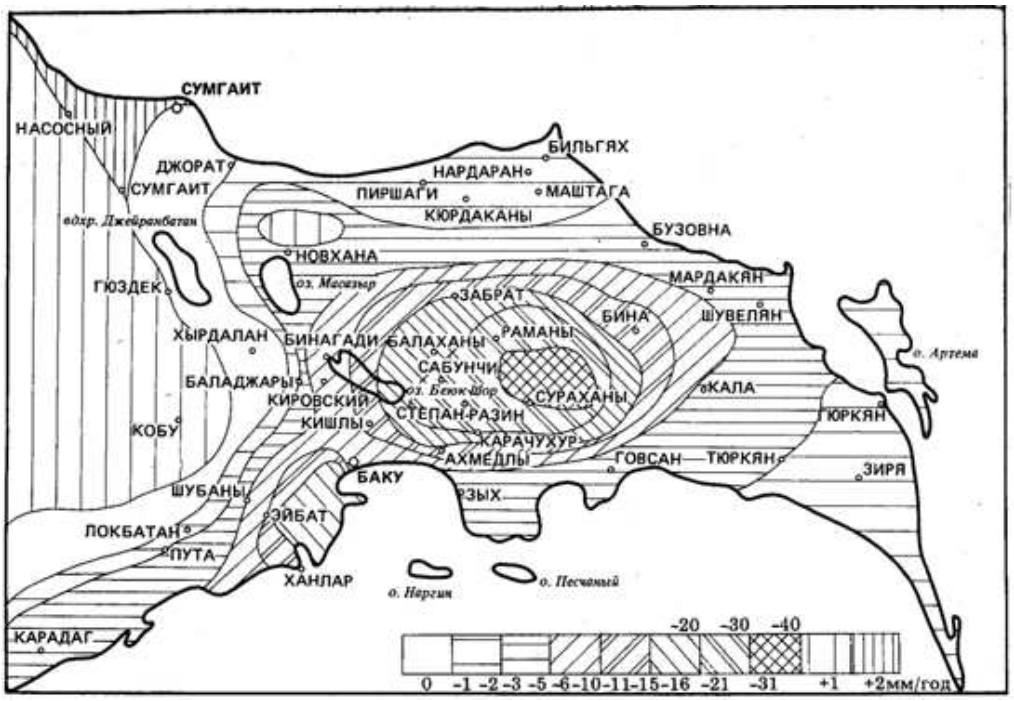


Рис. 3. Схема скоростей современных вертикальных движений земной коры на Абшеронском полуострове по результатам повторного нивелирования (Ященко, 1989)

По мнению Д.А. Лилиенберга и др. (1980), аномальные темпы проседания в районе сел. Сураханы (около 47 мм/год) послужили причиной землетрясения силой VI баллов, которое произошло в 1937 г. в Сураханах с эпицентром в Фатмаи-Зыхской шовной зоне.

Добыча нефти и газа на интенсивно разрабатываемых промысловых участках Абшеронского полуострова сопровождалась частыми случаями искривления буровых скважин, разрывов нефтегазовых и водяных трубопроводов, внезапных выбросов воды и песка и т.п. (Лилиенберг и др., 1980; Ященко, 1989), являющихся следствием протекающих здесь антропогенных деформационных процессов в сочетании с естественными геодинамическими условиями.

Так, например, на Балаханы-Сабунчи-Раманинском месторождении в более чем 20 скважинах были зафиксированы случаи слома (например, в скв. №1794, 2304 и др.) и обрыва (например, в скв. №2409, 2575, 2610 и др.) колон, а также их искривление (например, в скв. №1499, 12204 и др.) (Ященко, 1989).

Заключение

Сбор, обобщение и анализ литературных источников, показал, что интенсивная разработка нефтегазовых месторождений вызывает нарушение природного равновесия и широкое развитие деформационных процессов: уплотнение пород резервуара в результате падения пластового давления и, как результат, проседание и смещение грунта.

Показано, что указанные выше процессы характерны и для Абшеронского полуострова, являющегося одним из старейших нефтеносных районов мира. Длительная разработка здесь нефтегазовых месторождений привела к существенному (до 80% от первоначального) падению пластовых давлений в резервуарах. Экологическими последствиями этого явления стали: развитие в районе месторождений Балаханы-Сабунчи-Рамана, Сураханы, Гарачухур, Биби-Эйбат интенсивного (до 47 мм/год) процесса проседания земли и их подтопление, возникновение индуцированной сейсмичности (землетрясение в Сураханах в 1937 г.). Эти нежелательные экологические последствия длительной разработки нефтегазовых месторождений в совокупности наносят большой экономический ущерб существующей инфраструктуре.

Поскольку техногенная тектоническая активизация недр обусловлена человеческой деятельностью, то и регулирование этого процесса (в отличие от естественного) вполне возможно и необходимо. Для этого в целях минимизации экологического и экономического ущерба целесообразно заблаговременно обустраивать добывающие комплексы системой сейсмического и геодинамического контроля для прогнозирования развития геодинамических процессов.

ЛИТЕРАТУРА

АБАСОВ, М.Т., ДЖЕВАНШИР, Р.Д., ИМАНОВ, А.А., ДЖАЛАЛОВ, Г.И. 1997. О влиянии пластового давления на изменение фильтрационно-емкостных свойств терригенных пород-коллекторов в процессе разработки месторождений нефти и газа. *Геология нефти и газа*, 5, 34-39.

АДУШКИН, В.В., РОДИОНОВ, В.Н., ТУРУНТАЕВ, С.Б. 2000. Сейсмичность месторождений углеводородов. *Нефтяное обозрение*. Изд. Schlumberger, 5(1), 4-15.

АДУШКИН, В.В., ТУРУНТАЕВ, С.Б. 2005. Техногенные процессы в земной коре (опасности и катастрофы). ИНЭК, институт динамики геосфер РАН. Москва. 252с.

АКРАМХОДЖАЕВ, А.М., СИТДИКОВ, Б.Б., БЕГМЕТОВ, Э.Ю. 1984. О возбужденном характере Газлийских землетрясений в Узбекистане. *Узбекский геол. журнал*, 4, 17-19.

БУЛАНЖЕ, Ю.Д., НИКОНОВ, А.А. 1973. Современные движения земной коры. *Вестник АН СССР*, 9, 72-81.

ГУСЕЙН-ЗАДЕ, О.Д., ЯЩЕНКО, В.Р. 1974. К исследованию результатов повторных геодезических нивелировок на территории Биби-Эйбатского нефтяного месторождения. *Докл. АН АзССР*, 8, 42-47

ИМАНОВ, А.А. 2012. Физико-механические свойства осадочных пород Южно-Каспийского бассейна в глубинных условиях: углеводородные ресурсы больших глубин. Nafta-Press. Баку. 203с.

ИСХАКОВ, И.А., СЕРГЕЕВ, Н.С., БУЛГАКОВ, В.Ю. 1992. Изучение взаимосвязей сейсмичности с процессом разработки нефтяных месторождений. Отчет ОМП 50/91. Бугульма.

КАШНИКОВ, Ю.А., АШИХМИН, С.Г. 2007. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. Недра. Москва. 467с.

КОНОНОВА, М. 2011. Землетрясения. Характеристика. Примеры. http://gendocs.ru/v32816

КОШЛЯК, В.А. 2002. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. Тау. Уфа. 256с.

ЛИЛИЕНБЕРГ, Д.А., ГУСЕЙН-ЗАДЕ, О.Д. 1983. Блоковая дифференциация современных тектонических движений и интенсивность добычи нефти и газа на Абшеронском геодинамическом полигоне. В сб.: *Современные движения и деформации земной коры на геодинамических полигонах*. Наука, Москва, 117-128.

ЛИЛИЕНБЕРГ, Д.А., МЕЩЕРСКИЙ, И.Н. 1968. Современные тектонические движения Абшеронского полуострова. В сб.: *Современные движения земной ко-*

ры, 4, 111-144.

ЛИЛИЕНБЕРГ, Д.А., ГУСЕЙН-ЗАДЕ, О.Д., КУЛИЕВ, Ф.Т., ШИРИНОВ, Н.Ш., ЯЩЕНКО, В.Р. 1980. Комплексные исследования современных тектонических движений на геодинамических полигонах Азербайджана. В кн.: *Современные движения земной коры. Теория, методы, прогноз*. Наука, Москва,165-174.

МЕЛЬНИКОВ, Н.Н., КАЛАШНИК, А.И., КАЛАШНИК, Н.А. 2009. Техногенные геодинамические процессы при освоении нефтегазовых месторождений шельфа Баренцева моря. *Вестник МГТУ*, 12(4), 601-608.

МЕХТИЕВ, У.Ш. 2009. Формирование водонапорных систем быстропогружающихся бассейнов и их нефтегазоносность (на примере плиоценового комплекса Южно-Каспийской впадины). Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. ИГАНА. Баку. 309с.

НЕСТЕРЕНКО, Ю.М., КОСОЛАПОВ, О.В., НЕСТЕРЕНКО, М.Ю. 2010. Сейсмическая активность районов разрабатываемых месторождений углеводородов в Южном Предуралье. *Известия Самарского научного центра Российской академии наук*, 12(1-5), 1240-1244.

НИКОЛАЕВ, А.В. 1995. О возможном влиянии разработки нефти на параметры Нефтегорского землетрясения. В сб. *ФССН МЧС России*.

СМИРНОВА, М.Н. 1977. Возбужденные землетрясения в связи с разработкой нефтяных месторождений (на примере Старогрозненского землетрясения). В кн.: *Влияние инженерной деятельности на сейсмический режим*. Наука, Москва, 128-141.

ТУРУНТАЕВ, С.Б. 2005. Кинетика техногенной сейсмичности. Диссертация на соискание уч. степени д. ф.-м. н. Институт динамики геосфер РАН. Москва. 330с.

ЯЩЕНКО, В.Р. 1989. Геодезические исследования вертикальных движений земной коры. Недра. Москва. 192с.

ЯЩЕНКО, В.Р., ЯМБАЕВ, Х.К. 2006. Геодезия и извечные тайны движения земной коры. *Геопрофи*, 4, 61-66.

ISRAFİLOV, Y.H., MƏMMƏDOV, V.A., HƏNİFƏZADƏ, R.Ə., MIRZƏYEVƏ, M.M., PAŞAYEVA, Ş.İ., MƏMMƏDOV, İ.R., MƏMMƏDOVA, İ.H., ABADOVA, C.B. 2008. Abşeron yarımadasında təbii su sistemlərinin müasir vəziyyətinin qiymətləndirilməsi və konseptual modelinin işlənilməsi. Geologiya İnstitutunun fondu. Bakı. 88 c.

ADUSHKIN, V.V., RODIONOV, V.N., TURUNTAEV, S.B., YUDIN, A.E. 2000. Seismicity in the Oil Field. *Oilfield Review*. Schlumberger, 12(2), 2-17.

BONDOR, P.L., DE ROUFFIGNAC, E. 1995. Land subsidence and well failure in the Belridge diatomite oil field, Kern county, California. Part II. Applications, in Land Subsidence. IAHS Press, Wallingford, Oxfordshire, UK, 69-78.

BRUNO, M.S., BOVBERG, C.A. 1992. Reservoir compaction and surface subsidence above the Lost Hills Field, California. *Rock Mechanics*, 263.

COUNTY, C., RUTLEDGE, J.T., PHILLIPS, W.S., SCHUESSLER, B.K. 1998. Reservoir characterization using oil-production-induced microseismicity, *Tectonophysics*, 289, 129-152.

DONALDSON, S.J., VAN DE WEIJER, T.A.H., CHESTERS, A.P., WHITE, C.C. 2003. A Novel approach to access trapped reserves below highly depleted reservoirs. *SPE/IADC Drilling Conference,* 19-21 February, Amsterdam, Netherlands.

DONOVAN, J. 2012. Shell causes earthquakes in the Netherlands. *Shell News*, Aug 30th.

DOORNHOF, D., KRISTIANSEN, T.G., NAGEL, N.B., PATTILLO, P.D., SAYERS, C. 2006. Compaction and subsidence. *Oilfield Review*, 18(3), 50-68.

HEJMANOWSKI, R. 1993. Zur Vorausberechnung förderbedingter Bodensenkungen über Erdölund Erdgaslagerstätten (Prediction of land subsidence induced by oil and gas exploitation). PhD Thesis Clausthal Technical Univ. Clausthal-Zellerfeld. Germany.

HOLZER, T.L., AND BLUNTZER, R.L. 1984. Land subsidence near oil and gas-fields, Houston, Texas. *Ground Water*, 22 (4), 450-459.

HOLZER, T.L. 1990. Land subsidence caused by withdrawal of oil and gas in the Gulf Coastal Plain-The Houston, Texas, Case History. *AAPG Bulletin*, 74(9).

HUFFMAN, A.R., BOWERS, G.L. 2002. Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction. *An outgrowth of the international forum sponsored by the Houston Chapter of the American Association of Drilling Engineers*. Houston, TX, September 2-4.

FIELDING, E.J., BLOM, R.G. AND GOLDSTEIN, R.M. 1998. Rapid subsidence over oil fields measured by SAR interferometry. *Geophysical Research Letters*, 25 (17), 3215-3218.

FINOL, A., FAROUQ ALI, S.M. 1975. Numerical simulation of oil production with simultaneous ground subsidence. *Soc. Pet. Eng. J.*, 15(5), 411-424.

GABRYSCH, R.K., COPLIN, L.S. 1990. Land-surface subsidence in Houston-Galveston region, Texas. *Texas Water Development Board Report,* Austin, TX, 188.

GAMBOLATI, G., RICCERI, G., BERTONI, W., BRIGHENTI, G., VUILLERMIN, E. 1991. Mathematical simulation of the subsidence of Ravenna. *Water resources research*, 27, 11, 2899.

GULF COAST ASSOCIATION OF GEOLOGICAL SOCIETIES (GCAGS) TRANSACTIONS. 1985. 35.

GEERTSMA, J. 1973. Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 25(6), 734-744.

GRASSO, J.-R. 1992. Mechanics of seismic instabilities induced by the recovery of hydrocarbons. *Pure and applied geophysics*, 139(3/4), 507-534.

ISRAFILOV, R. 2012. The influence of technogenic impacts on the hydrogeological conditions in the city of Baku. Материалы V Международной Конференции, 7-12 Октября, Баку. 516-522.

KREITLER, C.W., AKHTER, M.S., DONNELLY, A.C.A., WOOD, W.T. 1988. Hydrogeology of formations used for deep-well injection, Texas Gulf Coast: Austin, Tex. University of Texas at Austin Bureau of Economic Geology. 204p. (Report prepared for the U.S. Environmental Protection Agency under Cooperative Agreement No. CR812786–01–0.)

KRISHNA RAO, G. 2003. Land subsidence in Krishna – Godavary Deltas due to oil and gas exploitation. India current affairs. http://indiacurrentaffairs.org/land-subsidence-in-krishna

KULKARNI, M.N. 2006. GPS studies on land subsidence in oil and gas fields of Gujarat. *National conference on geoinformatics*, V.P.M's Polytechnic, Bombay, 81.

LEEDY, H. 2007. Production induced seafloor subsidence in offshore oil and gas fields as a possible contributor to onshore reactivation and land subsidence. MMS Environmental Studies Program: Ongoing Studies (GM-92-42-115).

LENG, R.A., PRESTON, T.R. 2005. Implications for livestock production of the decline in world oil reserves. *Proceedings of Regional Seminar Workshop on sustainable livestock based agriculture in the Lower Mekong Basin*, Cantho, 23-25 May.

MARTIN, J.C., SERDENGECTI, S. 1984. Subsidence over oil and gas fields. In: *Reviews in engineering geology*, VI, 23-34.

MAYUGA, M.N., ALLEN, D.R. 1970. Subsidence in the Wilmington Oil Field, Long Beach, California, U.S.A., in Land Subsidence. Int. Assoc. Sci. Hydrol., UNESCO, 66-791.

MEREU, R.F., BRUNET, J., MORRISSEY, K., PRICE, B., YAPP, A. 1986. A study of the microearthquakes of the Gobies oil field area of southwestern Ontario. *Bull. Seismol. Soc. Am*., 76(5), 1215-1223.

MES, M.J. 1990. Ekofisk reservoir pressure drops and seabed subsidence. In: *Proceedings of 22nd Offshore Tech Conf*., 373-387.

MORTON, R.A., PURCELL, N.A., PETERSON, R.L. 2001. Field evidence of subsidence and faulting induced by hydrocarbon production in coastal southeast Texas. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 51, 239-248.

MORTON, R.A., BUSTER, N.A. 2002. Subsurface controls on historical subsidence rates and associated wetland loss in south-central Louisiana. *Gulf Coast Association of Geological Societies*, 52, 767-778.

MORTON, R.A., BERNIER, J.C., BARRAS, J.A. 2006. Evidence of regional subsidence and associated interior wetland loss induced by hydrocarbon production, Gulf Coast region, USA. *Environ. Geol*., 50, 261-274.

MOOS, D., CHANG, C. 1998. Relationships between porosity, pressure, and velocities in unconsolidated sands. In: *Overpressures in Petroleum Exploration* workshop, Pau France, April.

MURRIA, J. 1991. Subsidence due to oil production in Western Venezuela: Engineering Problems and Solutions. Land Subsidence. *Proceedings of the Fourth International Symposium on Land Subsidence*, May.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL, 1991. Mitigating losses from land subsidence in the United States. National Academy Press. Washington, D.C. 58p,

PAINE, J.G. 1993. Subsidence of the Texas coast: inferences from historical and late Pleistocene sea levels. *Tectonophysics,* 222, 445-458.

PATEL, P., KULKARNI M.N. 2007. Application of GPS for monitoring land subsidence. *Journal of Earth Sciences*, 1(3), 35-46.

PENLAND, S., RAMSEY, K.E., MCBRIDE, R.A., MESTAYER, J.T., WESTPHAL, K.A. 1988. Relative sea-level rise and delta-plain development in the Terrebonne Parish region. *Louisiana Geological Survey Coastal Geology Tech Rept*., 4.

PHILLIPS, W.S., RUTLEDGE, J.T., HOUSE, L.S. AND FEHLER, M.C. 2002, Induced microearthquake patterns in hydrocarbon and geothermal reservoirs: Six case studies, preprint *Pure and Applied Geophysics*, 159, 345-369.

PLOTNIKOVA, L.M., FLYONOVA, M.G., MACHMUDOVA, V.I. 1990. Induced seismicity in the Gazly gas field region, *Gerlands Beitrage zur Geophysik* , 99(5), 389-399.

POLAND, J.F., DAVIS, G.H. 1972. Land subsidence due to withdrawal of fluids. In: *Man and his physical environment, Readings in environmental geology*. Burgess Publ. Co. 77-90.

PÔTTGENS, J.J.E. 1991. Land subsidence due to gas extraction in the northern part of The Netherlands. Land Subsidence. *Prooeedings of the Fourth International Symposium on land subsidence*, May 1991, IAHS Publ. no. 200, 99-108.

PRATT, W.E., JOHNSON, D.W. 1926. Local subsidence of the Goose Creek oil field, *J. Geol*., 34 (7), 577-590.

PRODUCTION INDUCED SEAFLOOR SUBSIDENCE IN OFFSHORE OIL AND GAS FIELDS AS A POSSIBLE CONTRIBUTOR TO ONSHORE REACTIVATION AND LAND SUBSIDENCE (GM-92-42-115). 2006. MMS Environmental Studies Program: Ongoing Studies: Gulf of Mexico.

RYDER, R.T, AGGEN, K.L., HETTINGER, R.D., LAW, B.E., MILLER, J.J., NUCCIO, V.F., PERRY, W.J., PRENSKY, S.E., SANFILIPO, J.R. and WANDREY, C.J. 1995. Possible Continuous-Type (unconventional) gas accumulation in Lower Silurian "Clinton" sands, Medina Group, and the Tuscarora sandstone in the Appalachian Basin: A Progress Report of 1995 project activities. Open-File Report, 96-42.

ROBERTS, H.H., BAILEY, A., KUECHER, G.J. 1994. Subsidence in the Mississippi River Delta – Important influences of valley filling by cyclic deposition, primary consolidation phenomena, and early diagenesis. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, 44, 619-629.

SEREBRYAKOV, V.A., CHILINGAR, G.V. 2000. Prediction of subsidence: relationship between lowering of formation pressure and subsidence due to fluid withdrawal. *Energy sources, Part A: recovery, utilization, and environmental effects*, 22, 5, 409-416.

SHINKLE, K., DOKKA, R.K. 2004. Rates of vertical displacement at benchmarks in the lower Mississippi Valley and the northern Gulf Coast. *NOAA Technical Report,* 50, 135.

SIMPSON, D.W. 1986. Triggered Earthquakes. *Annu. Rev. Earth and Planet. Sciences*, Paolo Alto, Calif., 14, 21-42.

SNIDER, L.C. 1927. A suggested explanation for the surface subsidence in the Goose Creek oil and gas field, Texas. *Bull., AAPG*, 11, 729.

SZE, E.K.M., TOKSOZ, M.N., BURNS D.R., MUELLER G.F. 2005. Characterization of induced seismicity in petroleum reservoir: A case study. *EAGE 67th Conference & Exhibition*. Madrid, Spain, 13-16 June.

VAN DER KNAAP, W., VAN DER VLIS, A.C. 1967. On the cause of subsidence in oil-producing areas, *Proc., 7-th World Pet. Cong*., Mexico City, 3, 85.

VAN DER KOOIJ, M., VAN HALSEMA, D., GROENEWOUD, W., AMBROSIUS, B.A.C., METS, G.J., OVERGAAUW, B., VISSER, P.N.A.M. 1995. Satellite radar measurements for land subsidence detection. *Pro-*

ceedings of land subsidence, Barends and Schroder, Balkema, Rotterdam, ISBN 9054105895.

VAN DER KOOIJ M. 2012. Land subsidence measurements at the Belridge oil fields from ERS InSAR Data. esa. earthnet online, 22 August.

VANHASSELT, J.P. 1992. Reservoir compaction and surface subsidence resulting from oil and gas-production: a review of theoretical and experimental research approaches. *Geologie En Mijnbouw*, 71 (2), 107-118.

WETLAND SUBSIDENCE, FAULT REACTIVATION AND HYDROCARBON PRODUCTION IN THE U.S. GULF COAST REGION. 2001. U.S. Department of the Interior. *U.S. Geological Survey USGS Fact Sheet FS–091–01*. September.

WETMILLER, R.J. 1986. Earthquake near Rocky Mountain House, Alberta and their relationship to gas production facilities. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 2(23), 172-181.

XIE, X., JIAO, J.J., TANG, Z., ZHENG, C. 2003. Evolution of abnormally low pressure and its implications for the hydrocarbon system in the southeast uplift zone of Songliao basin, China. *AAPG Bulletin*, 87, 1, 99-119.

XU, H. 2002. Production induced reservoir compaction and surface subsidence, with applications to 4D seismic. A dissertation submitted to the department of geophysics and the committee on graduate studies of Stanford University in partial fulfillment of the requirements for the degree of doctor of philosophy. 64p.

© Ф.А.Кадиров, Р.Т.Сафаров, 2013

ДЕФОРМАЦИЯ ЗЕМНОЙ КОРЫ АЗЕРБАЙДЖАНА И СОПРЕДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЙ ПО ДАННЫМ GPS-ИЗМЕРЕНИЙ

Ф.А.Кадиров, Р.Т.Сафаров

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

Исследованы деформации земной коры территории Азербайджана по результатам GPS-измерений на основе метода Шена. Для оценки скорости деформации использовалось поле векторов скоростей территорий Азербайджана, Ирана, Грузии и Армении, полученных по данным GPS-измерений за интервал времени с 1998 по 2012 годы. Сжатия наблюдаются вдоль Большого Кавказа, в Гобустане, Куринской впадине, Нахчыванской АР и приграничных с Ираном районах. Оси сжатия показывают, что сокращение земной коры в регионе Большого Кавказа происходит в направлении С-СВ. Максимальное значение скорости деформации (порядка $400 \cdot 10^{-9}$ в год) наблюдается в районе между пунктами KHID (Хыдырлы) и SHIK (Шыхлар), и здесь ось сжатия сильно меняет направление на ЮЗ-СВ. В деформационном поле наряду с областями сжатия проявились зоны, где деформации практически отсутствуют. К таким зонам относятся Прикаспийско-Губинский район и северный Гобустан. Зоны растяжения наблюдаются на Малом Кавказе: в Гядабейском (GEDA), Шушинском (SHOU) районах и в зоне, расположенной между пунктами DAMO и PIRM, где величина скорости дилатации достигает значений до $100 \cdot 10^{-9}$ в год.

Введение

Территория Азербайджана располагается в зоне активного столкновения (коллизии) двух континентов, Африканского и Евразийского (McKenzie, 1972; Sengor et al., 1985; Philip et al., 1989). Реконструкция тектоники плит указывает на то, что первичная коллизия Аравийской плиты с Евразийской продолжается в интервале времени 10-30 млн. лет, вплоть до современного этапа (Robertson, 2000; Allen et al., 2004), и значение скорости движения Аравийской плиты на север относительно Евразии с тех пор, как началось столкновение, осталось более или менее постоянным и приблизительно равно 20 мм/год (McQuarrie et al., 2003; Reilinger et al., 2006a).

Согласно этим реконструкциям, Аравийская плита продвинулась от своего первоначального места на 200-600 км, к месту, где прежде находилась континентальная евразийская литосфера.

Это продолжающееся "вторжение" Аравийской плиты в Евразию обуславливает сокращение литосферы по Главному Кавказскому надвигу (ГКН), простирающемуся в направлении В-З, и горизонтальное смещение литосферы из зоны столкновения правостороннего сдвигового разлома (McKenzie, 1972; Sengor et al., 1985; Jackson, 1992; Kadirov, 2004; 2008; 2012; Reilinger et al., 2006б). Эти региональные тектонические процессы, являясь причиной деформации земной коры, вызывают землетрясения, которые исторически зарегистрированы по всей территории Кавказа.

Данные GPS-наблюдений, выполненных в Азербайджане и на сопредельных территориях, позволяют оценить современные поверхностные движения и связанные с ними деформации земной коры. Наблюдаемые движения (скорости в пунктах наблюдений) позволяют нам идентифицировать (определять) зоны быстрого накопления напряжения, которое мы интерпретируем, как результат глубинного скольжения по разлому, запертому на той или иной глубине земной коры. Вероятно, в будущем они могут вызвать землетрясения.

Настоящая работа посвящена исследованию деформации земной коры территории Азербайджана по данным GPS, что актуально для оценки природных опасностей региона.

GPS-скорости

GPS-сеть Азербайджана создана Институтом геологии Национальной Академии наук Азербайджана в сотрудничестве с Массачусетским технологическим институтом.

Сеть была установлена в течение периода 1998-2012 гг., в большинстве пунктов измерения проведены по 3-6 раз. Геометрия сети и местоположение пунктов измерений определялись, исходя из неотектонической структуры региона так, чтобы в максимально возможной степени охарактеризовать относительные смещения отдельных элементов этой структуры и общую деформацию земной коры. В настоящее время на территории находятся 22 пункта наблюдения, из них 3 – постоянно действующие станции CGPS (Баку, Шеки и Нефтчала).

GPS-данные были обработаны, а ошибки оценены с использованием программного обеспечения GAMIT/GLOBK Массачусетского технологического института (King and Bock, 2004; Herring, 2004) по процедуре, описанной в работе Reilinger et al. (2006б). Данные измерения GPS обработаны двухэтапным методом (Dong et al., 1998).

На первом этапе с помощью программы GAMIT определяются неточности в зависимости от координат станций, параметров орбит, ориентации Земли и от атмосферных задержек зенита. Данные, полученные от GPS-сети Азербайджана, были проанализированы наряду с необработанными данными GPS от других непрерывно работающих станций в регионе.

На втором этапе глобальный Kalman фильтр (GLOBK) использовался для оценки последовательного набора координат станций и скоростей, комбинируя ежедневно свободно ограниченные решения, полученные на первом этапе, и их связанные ковариации.

Относительно системы координат, в рамках которой проводятся измерения GPS, отметим следующее. Первоначально обработка измерений была выполнена в Международной земной системе относимости 2000 (ITRF 2000) с использованием 49 станций международной геодинамической службы GNSS (IGS). Другими словами, векторы скоростей были вычислены не относительно какого либо отдельного пункта IGS, а привязаны ко всей их совокупности, имеющей большую стабильность во времени, чем каждый индивидуальный пункт в отдельности.

Случайное блуждание помехи 1мм/год было также добавлено к погрешности скорости для каждого сайта. Окончательно скорости для облегчения интерпретации показаны в рамке фиксированной Евразийской системы координат. В результате вычислений для каждого пункта была определена усредненная за общий интервал наблюдений скорость покомпонентного смещения. Таким образом, исходные данные для оценки скорости деформации представляют собой поле векторов скоростей, полученных по данным GPS за интервал времени 1998-2012 годы. В таблице представлены координаты и скорости горизонтальных смещений GPS-пунктов Азербайджана и сопредельных территорий.

Координаты, скорости горизонтальных смещений GPS-пунктов Азербайджана и сопредельных территорий

Долгота (градус)	Широта (градус)	E и N скорости (мм/год)		E и N ± (мм/год)		RHO	Название GPS пунктов
1	2	3	4	5	6	7	8
GPS-сеть Азербайджана							
49,814	40,372	3,49	1,42	0,69	0,58	-0,002	BAKU
49,446	40,203	5,95	0,45	1,06	1,09	0,018	SANG
49,426	40,025	5,8	2,53	0,51	0,52	0,002	SHIK
49,237	39,818	2,66	6,97	1,94	1,97	-0,002	KHID
49,12	41,066	0,62	0,17	0,93	0,94	0	SIYE
48,993	40,87	0,8	2,87	0,91	0,92	0,001	KIZA
48,717	39,497	4,82	12,66	0,46	0,47	-0,007	BLVR
48,551	40,614	2,72	4,48	0,7	0,7	0	MEDR
48,529	41,595	-0,21	2,35	0,58	0,59	-0,006	SAMU

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8
48,419	38,706	4,05	12,75	0,47	0,48	-0,013	GOSM
48,388	38,952	4,2	12,96	0,56	0,57	-0,007	YARD
48,148	40,333	2,94	11,01	0,54	0,56	-0,002	KURD
47,863	40,975	-0,42	5,06	0,78	0,78	-0,001	KEBE
47,647	40,8	2,14	9,84	1,09	1,14	-0,011	QURD
47,286	40,58	3,86	10,5	1,5	1,5	0,002	MLAY
47,25	41,132	0,13	6,21	0,47	0,48	-0,001	SHEK
47,146	40,626	-0,25	4,38	0,98	1,01	-0,011	YEVL
47,143	40,19	1,44	10,89	1,2	1,25	-0,011	AYAQ
46,76	39,753	4,28	10,49	0,93	0,94	-0,001	SHOU
46,758	40,184	3,27	10,51	0,56	0,58	-0,01	KASP
46,027	40,897	3,81	7,95	1,06	1,06	0,004	DALL
46,511	41,652	-1,08	5,41	0,63	0,63	-0,005	KTYX
GPS-сеть Ирана							
48,922	37,764	1,32	12,45	1,22	1,24	0	HASH
48,231	38,477	4,18	12,87	0,63	0,64	-0,005	ARBI
47,869	37,929	2,8	13,49	1,03	1,04	0	ORTA
47,271	38,27	2,93	12,23	1,68	1,68	0	TAZA
47,157	38,984	3,75	12,1	1,68	1,69	0	PIRM
46,603	38,178	3,6	11,56	0,73	0,74	-0,004	VARZ
46,343	38,056	0,95	12,09	0,68	0,68	-0,002	TABZ
46,265	38,736	3,05	10,9	1,05	1,06	0,001	KHAV
45,887	38,228	1,16	13,25	1,02	1,02	-0,002	SHAB
45,605	38,952	4,71	11,41	1,05	1,06	0	JOLF
45,193	38,492	3,26	13,77	0,66	0,66	-0,003	VLDN
45,114	38,999	4,18	9,24	0,62	0,63	-0,002	NZSF
44,954	38,207	4,36	13,23	0,68	0,69	-0,004	GGSH
45,049	39,297	4,21	10,25	1,03	1,04	-0,001	JAM1
45,062	39,351	4,74	10,35	0,63	0,64	-0,004	POLD
44,428	38,489	-1,46	13,11	1,04	1,05	-0,002	GHOT
44,392	39,379	4,85	8,13	0,7	0,71	-0,003	BZGN
44,16	39,332	4,44	8,74	0,74	0,75	-0,001	KKDY
GPS-сеть Армении							
46,367	39,511	4,33	10,43	0,44	0,63	-0,008	GORS
46,093	39,536	3,67	10,58	0,93	0,94	0	NORA
45,908	40,204	4,8	9,25	0,95	0,97	-0,006	ZOD0
45,686	40,117	3,64	9,39	0,97	1	-0,009	SUB0
45,661	39,837	3,63	9,36	0,51	0,73	-0,007	JERM
45,645	40,099	3	8,58	1,05	1,07	-0,002	AKH0
45,367	40,114	3,36	9,17	0,93	0,96	-0,004	ZOL0
45,209	40,198	2,5	8,99	0,55	0,55	-0,004	ERA0
45,209	40,198	2,53	8,46	0,77	0,78	-0,004	ERA4
45,139	40,907	2,57	7,28	0,4	0,45	-0,012	IJEV
45,094	40,92	3,4	7,52	0,85	0,87	-0,004	ENO0
45,055	40,307	2,68	9,26	0,88	0,9	0,002	TSA0
44,859	40,526	-0,73	4,93	1,06	1,04	-0,008	GAGA
44,81	40,16	1,6	8,7	0,54	0,55	-0,007	GEG0

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8
44,81	40,159	2,02	8,22	0,78	0,79	-0,006	GEG4
44,742	40,149	0,63	7,04	1,19	1,2	-0,002	GARN
44,718	40,52	2,47	6,98	1,04	1,08	-0,006	RAZ0
44,679	39,84	2,57	8,18	0,78	0,79	-0,002	ARA4
44,657	40,101	2,12	7,97	0,94	0,96	-0,003	KAR0
44,593	41,055	2,6	7,33	0,84	0,85	-0,002	ODZ0
44,55	40,84	2,34	7,46	0,84	0,86	-0,001	PMBK
44,528	40,753	2,64	7,35	0,93	0,95	-0,006	SHA0
44,526	41,831	0,26	5,81	0,4	0,41	-0,007	NICH
44,503	40,226	1,78	7,49	0,4	0,4	-0,006	NSSP
44,364	41,031	1,83	5,1	0,55	0,55	-0,012	STEP
44,287	40,381	1,79	7,48	0,43	0,44	-0,007	BUR0
44,287	40,381	1,95	6,48	0,76	0,78	-0,005	BUR4
44,276	40,736	1,33	7,56	0,47	0,48	-0,005	CHO0
44,276	40,736	1,18	6,19	0,77	0,78	-0,002	CHO4
GPS-сеть Грузии							
45,795	41,951	-0,2	4,4	0,45	0,46	-0,009	KUDI
44,826	41,377	2,55	5,54	1,84	1,57	-0,001	SHUL
44,19	41,185	1,14	5,53	0,92	0,93	-0,003	KIZ0
44,114	40,178	1,95	6,72	0,41	0,42	-0,02	MMOR
44,091	40,178	1,8	7,16	0,45	0,46	-0,005	MMR0
44,091	40,178	2,12	5,7	0,76	0,77	-0,004	MET4
43,954	40,609	1,44	6,93	0,41	0,51	-0,013	ARTI
43,951	40,108	2,4	6,07	0,77	0,78	-0,003	SA14
43,951	40,108	2,07	7,29	0,46	0,47	-0,005	SA10
43,891	41,537	0,3	3,75	0,73	0,95	-0,019	NINO
43,807	40,097	2,11	6,95	0,46	0,47	-0,006	SA20
43,807	40,097	1,89	5,81	0,77	0,79	-0,003	SA24
43,782	41,121	1,3	6,76	0,47	0,49	-0,004	BAV0
43,782	41,121	1,38	5,46	0,76	0,78	-0,003	BAV4
43,768	40,972	0,69	6,54	0,54	0,55	-0,01	AMSI
43,759	38,997	-0,84	11,26	4,96	0,53	-0,003	MRAD
43,753	42,978	0,66	-1,16	1,46	1,5	-0,031	MATS

RHO – корреляционный фактор между E и N компонентами скорости.

На рис. 1 показана карта скоростей GPS-пунктов для Азербайджана и сопредельных территорий (внесенных в таблицу), которая использована для расчета двумерных деформаций. Стрелки на рисунке показывают направление векторов скорости, а значения скоростей характеризуются длиной стрелок согласно масштабу, который приведен в нижнем правом углу карты.

Определенные минимизацией скорости GPS-пунктов, которые были тщательно измерены, показаны в рамке Евроазиатской системы координат.

Ошибка определения скорости составляет в основном меньше чем 0,6 мм/год (1 сигма) и позволяет довольно точно оценить конвергенцию поперёк Кавказской горной системы (т.е. ошибка составляет 5% от полной скорости конвергенции).

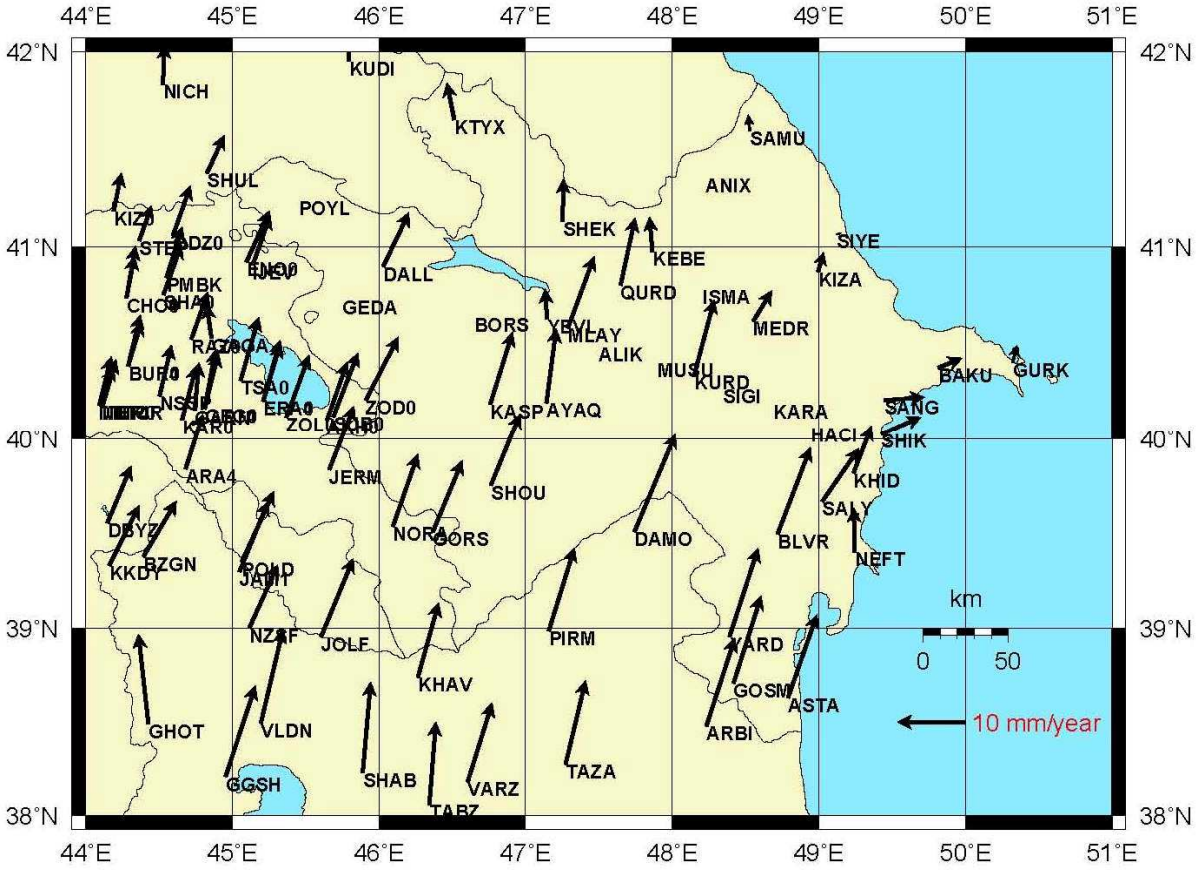


Рис. 1. Карта GPS-скорости исследуемой территории. Данные о скоростях пунктов, находящихся вне территории Азербайджана, взяты из работ Reilinger et al. (2006); Masson et al. (2006); Nilforoushan et al. (2003)

В широком масштабе поле скорости GPS-наблюдений четко иллюстрирует движение поверхности земной коры в С-СВ направлении на территории Азербайджана и смежных регионов Малого Кавказа относительно Евразии. Самая явно проявленная особенность скоростного поля – уменьшение скорости в пунктах наблюдений, расположенных перпендикулярно к ГКН (то есть между KURD и MEDR, и BILE и SHIK). Пункты GPS-наблюдений вдоль ГКН показывают уменьшение скорости. С-СВ движение земной поверхности мы интерпретируем как одну из причин накопления напряжений на этом надвиге. Кроме того, здесь имеется тенденция горизонтального движения в пределах Куринской депрессии и Малого Кавказа, где увеличивается скорость с запада на восток вдоль простирания горной цепи.

Метод вычисления деформаций земной коры

Современные движения, наблюдаемые на земной поверхности, отражают тектонические процессы внутри земной коры. Однако точность определения вертикальной компоненты скорости с помощью GPS-измерений значительно уступает точности определения горизонтальных составляющих скорости. Так как деформацию земной коры можно считать непрерывной и рассматривать как изменение формы и объема тела, то каждой точке земной коры и ее поверхности будет соответствовать относящийся к данному моменту времени тензор деформации. Отметим, что при анализе только горизонтальных компонент современных движений земной поверхности, возможно, оценить плоскую деформацию – состояние деформации, при котором одна из

главных деформаций постоянна. В данной работе для этих целей используются горизонтальные компоненты GPS-скоростей.

В настоящей работе для определения поля скорости горизонтальной деформации территории Азербайджана по данным GPS-наблюдений применялся метод Шена (Shen et al., 1996) с использованием программы Sagiya et al. (2000).

Суть метода заключается в следующем: компоненты горизонтальной скорости смещения *(u,v),* компоненты тензора скорости деформации ($\dot{e}_{xx}, \dot{e}_{xy}, \dot{e}_{yy}$) и скорость вращения ω в произвольной точке с координатами *(x,y)* связаны со скоростью смещения *(U,V)* в точке наблюдения *(X,Y)* как:

$$\begin{pmatrix} U \\ V \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \Delta x_i & \Delta y_i & 0 & \Delta y_i \\ 0 & 1 & 0 & \Delta x_i & \Delta y_i & -\Delta x_i \end{bmatrix} \times \times \begin{bmatrix} u \\ v \\ \dot{e}_{xx} \\ \dot{e}_{xy} \\ \dot{e}_{yy} \\ \omega \end{bmatrix} + \begin{pmatrix} \varepsilon_x^i \\ \varepsilon_y^i \end{pmatrix} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \varepsilon_x^i &= \sigma_x^i \exp(\Delta x_i^2 / 2D^2), \\ \varepsilon_y^i &= \sigma_y^i \exp(\Delta y_i^2 / 2D^2), \end{aligned} \quad (2)$$

где $\Delta x_i = X - x_i$; $\Delta y_i = Y - y_i$; σ_x^i – ошибка измерений компоненты *X* скорости смещения; σ_y^i – ошибка измерений компоненты *Y* скорости смещении; *D* – параметр, контролирующий вес измерения (Distance Decaying Constant, DDC); $\dot{e}_{xy} = \frac{1}{2}(\partial u / \partial y) + (\partial v / \partial x)$.

Значение DDC зависит от сети точек наблюдений, скорости смещения и тектонических особенностей региона. Скорость дилатации в каждой точке вычисляется следующим образом:

$$\Delta = \dot{e}_{xx} + \dot{e}_{yy} \quad (3)$$

При вычислении компонент скорости деформации и скорости вращения в i-ой точке используются данные векторов всех соседних точек, расположенных в радиусе 2DDC от нее. В данном случае параметр D составлял около 35 км. При этом ε_x^i и ε_y^i играют роль весовых коэффициентов при решении системы уравнений, построенной согласно (1). Чем дальше от текущей точки находится пункт GPS-измерений, тем меньшее влияние он оказывает на результат решения системы уравнений для данной точки.

Анализ деформационного состояния исследуемой территории

Распределения деформаций для исследуемой территории, вычисленные по методике Шена (Shen et al., 1996), приводятся на рис. 2. Сплошные черные линии показывают направления оси сжатия, а белые – растяжения. Из анализа рисунка следует, что хотя доминирующим режимом является сжатие, деформации земной коры территории Азербайджана распределены неравномерно.

Сжатия наблюдаются на Большом Кавказе, в Гобустане, Куринской впадине, Нахчыванской АР и приграничных с Ираном районах. Оси сжатия показывают, что сокращение земной коры в регионе Большого Кавказа происходит в направлении С-СВ, причем оно в районе Шамахи (MEDR) почти субмеридиональное. Максимальное значение скорости деформации (порядка $400 \cdot 10^{-9}$ в год) наблюдается в районе между пунктами KHID (Хыдырлы) и SHIK (Шыхлар), и здесь ось сжатия резко меняет направление и ориентируется в ЮЗ-СВ направлении (на юге Гобустанской и северной части Нижне-Куринской структурных зон. В районе Сальян, Билясувар и Нефтчала ось сжатия также резко меняет направление.

Из рис. 2 видно, что в деформационном поле наряду с областями сжатия проявились зоны, где деформации практически отсутствуют (величина скорости дилатации меньше $5 \cdot 10^{-9}$ в год). К таким зонам относятся Прикаспийско-Губинский район (ANIX, SAMU) и северная часть Гобустана (или восточная часть Загатала-Говдагской структурной зоны) (Геология Азербайджана, 2005). В этих зонах растяжение почти компенсируется сжатиями.

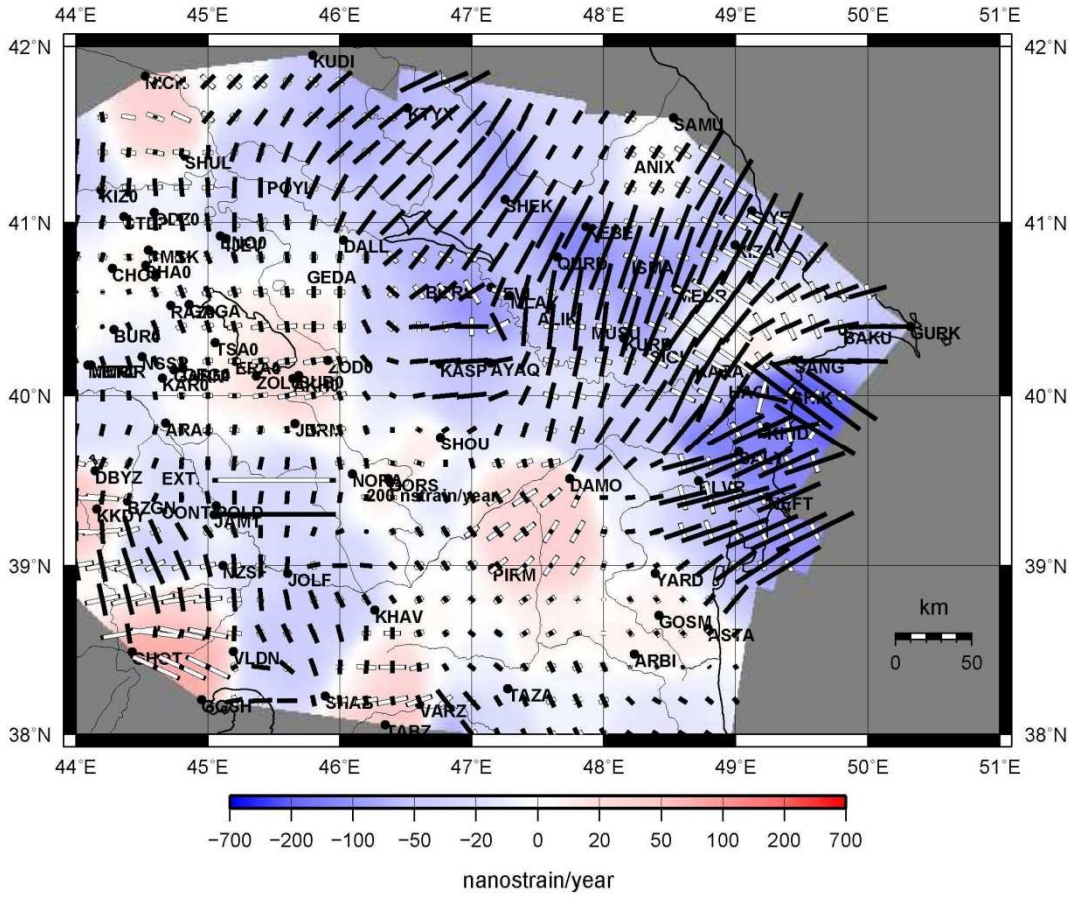


Рис. 2. Расположение осей сжатия/растяжения и поле скорости дилатации по данным GPS. Сплошные черные линии – оси сжатия; белые – оси растяжения (nanostrain - 10^{-9})

Зоны растяжения наблюдаются на Малом Кавказе: в Гядабейском (GEDA), Шушинском (SHOU) районах и в зоне, расположенной между пунктами DAMO и PIRM. В этих зонах величина скорости дилатации достигает значений до $100 \cdot 10^{-9}$ в год. Выявленный неоднородный характер деформационного поля региона позволяет констатировать блочную модель строения региона, близкую к действительности. Аналогичный вывод о блочном строении получен также для других регионов (Костюк и др., 2010). Для решения задачи выявления границ микроплит необходимо увеличение числа станций GPS-наблюдений.

На рис. 3 показано распределение сейсмических событий с M≥4, произошедших в 1998-2012 гг., и скорости деформации.

Распределение эпицентров построено с использованием материалов Республиканского Центра сейсмологической службы Национальной Академии наук Азербайджана (http://www.seismology.az); Геофизической службы Российской Академии наук; а также открытой информации международных сейсмологических центров, таких как EMSC и IRIS.

Как видно из рисунка, за период 1998-2012 гг. сильные землетрясения с M≥6 происходили в зонах градиентов скорости деформации. Эти зоны расположены на юге Абшеронского полуострова в Каспийском море и на севере Ирана.

Пространственное распределение землетрясений с M≤6 указывает, что их местоположение также в основном совпадает с градиентными зонами поля деформации на поверхности Земли.

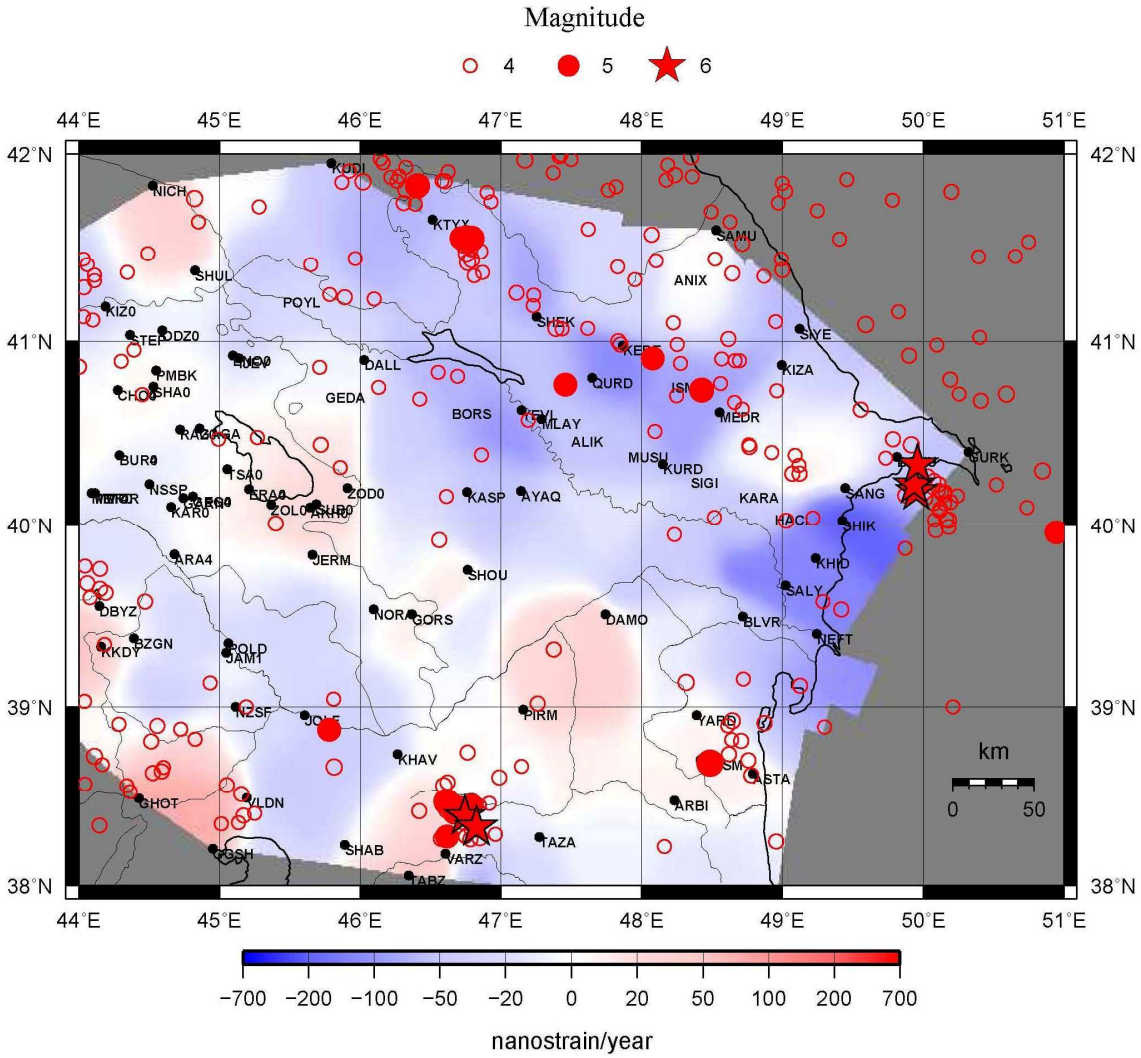


Рис. 3. Карта эпицентров землетрясений с M≥4 и поле скорости деформации (1998-2012 гг.)

Выводы

Изучение GPS-скорости территорий Азербайджана и соседних стран – Ирана, Грузии и Армении – позволило выявить неоднородный характер деформационного поля региона. Этот факт позволяет констатировать близость блочной модели строения региона к действительности. Увеличение числа станций GPS-наблюдений будет способствовать детализации деформационного поля и выявлению границ микроплит.

Выделена зона сжатия, протянувшаяся через весь Большой Кавказ, с осью сжатия юг-северо-восточного направления. Эту зону окружают участки, испытывающие растяжение, или участки, где деформации практически отсутствуют.

Максимальное значение скорости деформации растяжения (порядка $400 \cdot 10^{-9}$ в год) наблюдается в районе между пунктами KHID (Хыдырлы) и SHIK (Шыхлар), и здесь ось сжатия резко меняет направление и ориентируется в ЮЗ-СВ направлении.

В деформационном поле, наряду с областями сжатия, проявились зоны, где деформации практически отсутствуют. К таким зонам относятся Прикаспийско-Губинский район и северная часть Гобустана.

Зоны растяжения наблюдаются на Малом Кавказе: в Гядабейском, Шушинском районах и на приграничной с Ираном территории. В этих зонах величина скорости дилатации достигает значений до $100 \cdot 10^{-9}$ в год.

Пространственное распределение землетрясений с M≥4 указывает, что их местоположение в основном совпадает с градиентными зонами поля деформации на поверхности Земли.

Благодарности

Авторы признательны Р.Реилингеру и Р.Кингу за полезные дискуссии при обсуждении результатов работы. При построении рисунков использовались программные обеспечения GMT (Wessel and Smith, 1995). Также авторы выражают признательность проф. Т.Сагие (Научно-исследовательский центр землетрясений и извержений вулканов, Высшая школа экологических исследований, Нагойский Университет, Япония) и благодарят сотрудников BRI/IISEE/JICA/JICE г. Цукуба за всестороннюю помощь при ознакомлении с программой расчета.

Данная работа выполнена при финансовой поддержке Фонда развития науки при Президенте Азербайджанской Республики - Грант № EİF-2010-1(1)-40/18-M-21.

ЛИТЕРАТУРА

ГЕОЛОГИЯ АЗЕРБАЙДЖАНА. 2005. Том IV – Тектоника. Nafta-Press. Баку. 506с.

КОСТЮК, А.Д., СЫЧЕВА, Н.А., ЮНГА, С.Л., БОГОМОЛОВ, Л.М., ЯГИ, Ю. 2010. Деформация земной коры Северного Тянь-Шаня по данным очагов землетрясений и космической геодезии. *Физика Земли*, 3, 52-65.

ALLEN, M., JACKSON, J., WALKER, R. 2004. Late Cenozoic reorganization of the Arabia-Eurasia collision and the comparison of short-term and long-term deformation rates, *Tectonics*, 23, doi: 10.1029/2003TC001530.

DONG, D., HERRING, T.A., KING, R.W. 1998. Estimating regional deformation from a combination of space and terrestrial geodetic data, *J. Geodesy*, 72, 200-211.

HERRING, T.A. 2004. GLOBK: Global Kalman filter VLBI and GPS analysis program version 4.1. Massachusetts Institute of Technology. Cambridge. MA.

JACKSON, J. 1992. Partitioning of strike-slip and convergent motion between Eurasia and Arabia in eastern Turkey, *J. Geophys. Res*., 97, 12471-12479.

KADIROV, F.A. 2004. Gravity model of lithosphere in the Caucasus-Caspian Region, (in) South Caspian Basin: Geology, geophysics, oil and gas content. Nafta Press. Baku.

KADIROV, F., FLOYD, M., ALIZADEH, A., GULIEV, I., REILINGER, R., KULELI, S., KING, R., TOKSOZ, N. 2012. Kinematics of the eastern Caucasus near Baku, Azerbaijan. *J. Nat. Hazards*, doi:10.1007/s11069-012-0199-0.

KADIROV, F.A., MAMMADOV, S.A., REILINGER, R., McCLUSKY, S. 2008. Some new data on modern tectonic deformation and active faulting in Azerbaijan (according to Global Positioning System Measurements). *Proceedings Azerbaijan National Academy of Sciences. The Sciences of Earth*. 1, 82-88

KING, R.W., BOCK, Y. 2004. Documentation of the MIT GPS analysis software: GAMIT. Mass. Inst. of Technol. Cambridge.

MASSON, F., VAN GORP, S., CHERY, J., DJAMOUR, Y., TATAR, M., TAVAKOLI, F., NANKALI, H., VERNANT, P. 2006. Extension in NW Iran Driven by the Motion of the South Caspian Basin, *Earth Planet. Sci. Lett*, 252, 180-188.

McKENZIE, D.P. 1972. Active tectonics of the Mediterranean region, *Geophys. J. R. Asron. Soc.,* 30, 239-243.

McQUARRIE, N., STOCK, J., VERDEL, C., WERNICKE, B.P. 2003. Cenozoic evolution of Neotethys and implications for the causes of plate motions, *Geophys. Res. Lett.*, 30(20), 2036, doi:10.1029/2003GL017992.

NILFOROUSHAN, F., MASSON F., VERNANT, P., VIGNY, C., MARTINOD, J., ABBASSI, M., NANKALI, H., HATZFELD, D., BAYER, R., TAVAKOLI, F., ASHTIANI, A., DOERFLINGER, E., DAIGNIÈRES, M., COLLARD, P., CHÉRY J. 2003. GPS network monitors the Arabia-Eurasia collision deformation in Iran. *J. Geodesy*, 77, 411-422.

PHILIP, H., CISTERNAS, A., GVISIANI, A., GORSHKOV, A. 1989. The Caucasus: An actual example of the initial stages of continental collision, *Tectonophysics*, 161, 1-21.

REILINGER, R., McCLUSKY, S., ARRAJEHI, A., MAHMOUD, S., RYAN, A., GHEBREAB, W., OGUBAZGHI, G., AL-AYDRUS, A. 2006a. Geodetic constraints on rupturing of the continental lithosphere along the Red Seam *MARGINS Newsletter*, 17, 16-19.

REILINGER, R. and 22 others. 2006б. GPS constraints on continental deformation in the Africa-Arabia-Eurasia continental collision zone and implications for the dynamics of plate interactions, *J. Geophys. Res.*, BO5411, doi:10.1029/2005JB004051.

ROBERTSON, A.H.F. 2000. Mesozoic-Tertiary tectonic evolution of a south Tethyan ocean basin and its margins in southern Turkey. In: *Tectonics and magmatism in Turkey and the surrounding area.* Geol. Soc. Spec. Pub. London, 173, 97-138.

SAGIYA, T., MIYAZAKI, S., TADA, T. 2000. Continuous GPS array and present-day crustal deformation of Japan, *PAGEOPH* , 157, 2303-2322.

SENGOR, A.M.C., GORUR, N., SAROGLU, F. 1985. Strike-slip faulting and related basin formation in zones of tectonic escape: Turkey as a case study. In: *Strike--slip faulting and basin formation.* Society of Econ. Paleont. Min. Sec. Pub., 37, 227-264.

SHEN, Z., JACKSON, D.D., GE, B.X. 1996. Crustal deformation across and beyond the Los Angeles Basin from geodetic measurements. *Journal of Geophysical Research,* 101 (B12), 2795727980. http://dx.doi.org/10.1029/96JB02544.

WESSEL, R., SMITH, W.H.F. 1995. New version of the Generic Mapping Tools released. *EOS Trans AGU*, 76, 329.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© З.Я.Аббасов, Г.И.Джалалов, Х.А.Фейзуллаев, А.А.Дамиров, 2013

ЧИСЛЕННЫЙ АЛГОРИТМ РЕШЕНИЯ ПРОЦЕССА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНУЮ ЗАЛЕЖЬ КОМБИНИРОВАННОЙ ЗАКАЧКОЙ ГАЗА И ВОДЫ

З.Я.Аббасов[1], Г.И.Джалалов[1], Х.А.Фейзуллаев[1], А.А.Дамиров[2]

1 – *Институт геологии НАН Азербайджана*
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А
2 – *Университет «Одлар Юрду»*

Статья посвящена численному исследованию процесса воздействия на газоконденсатную залежь путем комбинированной закачки газа и воды на основе многокомпонентной трехфазной фильтрации флюидов. Разработаны соответствующие расчетная схема и алгоритм, выполнены прогнозные расчеты для конкретной залежи.

Среди различных возможных методов повышения конденсатоотдачи газоконденсатных залежей наибольшее распространение в мировой практике приобрел метод поддержания пластового давления путем закачки в пласт сухого газа, т.е. сайклинг-процесса. Исследованию особенностей этого процесса посвящено большое число работ (Варивода, 1989; Гуревич и др., 1976; Николаевский и др., 1968; Закиров, 1998; Кондрат, 1992; Розенберг и др., 1960). Из-за недостатков этого процесса, одним из которых является длительная консервация запасов газа, этот метод не получил широкого распространения.

В данной работе предлагается использование комбинированного метода закачки газа и воды для гранулярных коллекторов. При этом предусматривается закачка в пласт «сухого» углеводородного газа с дальнейшим его проталкиванием водой в сторону добывающих скважин.

В указанном процессе предполагается создание в газоконденсатных залежах оторочки “сухого” газа, продвигаемой по пласту водой. Предлагается производить нагнетание “сухого” газа в нагнетательные скважины под давлением, позволяющим поддерживать среднее давление по залежи, которое несколько выше давления начала конденсации газоконденсатной системы. Затем по истечении некоторого времени в те же нагнетательные скважины нужно производить закачку воды, которая будет продвигать по пласту оторочку “сухого” газа. Заключительным этапом осуществления данного воздействия является разработка залежи на истощение уже после отбора основного объема газоконденсатной смеси. На этом этапе нагнетательные скважины отключаются, и за счет продолжающегося отбора газа из эксплуатационных скважин в залежи понижается давление. В результате из пластов отбирается не только исходная газоконденсатная смесь, но и закачанный сухой газ, защемленный в обводнявшихся зонах.

С целью повышения эффективности применения комбинированного метода закачки газа и воды при разработке газоконденсатной залежи, рассмотрим изотермическую фильтрацию неоднородной системы, в которой помимо углеводородных компонентов содержится также вода. Принимаем, что каждый компонент в зависимости от условий может находиться в каком-то количестве как в жидком, так и в газообразном состоянии. Заметим, что углеводороды так же, как и вода, могут образовывать жидкую и газообразную фазы. Выписываем уравнения неразрывности для каждого углеводородного компонента с

учетом движения каждой из углеводородных фаз и воды, подчиняющихся обобщенному закону Дарси, а также, пренебрегая капиллярным давлением фаз и диффузией внутри фазы, получаем следующую систему дифференциальных уравнений (Розенберг, Кундин, 1976):

$$div\left[\left(\frac{k_{ж}\rho_{ж}}{\mu_{ж}}x_i+\frac{k_{г}\rho_{г}}{\mu_{г}}y_i\right)gradP\right]=$$
$$=\frac{\partial}{\partial t}\left[m\left(\rho_{ж}x_i s_{ж}+\rho_{г}y_i s_{г}\right)\right]+$$
$$+\sum_{v=1}^{s}\left(Q_{ж_i}(t)+Q_{г_i}(t)\right)\delta(x-x_v)\delta(y-y_v)\delta(z-z_v), \quad (1)$$
$$i=\overline{1,n}$$

$$div\left[\left(\frac{k_{в}\rho_{ж}}{\mu_{в}}x_i+\frac{k_{г}\rho_{г}}{\mu_{г}}y_{в}\right)gradP\right]=$$
$$=\frac{\partial}{\partial t}\left[m\left(\rho_{в}s_{в}+\rho_{г}y_{в}s_{г}\right)\right]+$$
$$+\sum_{v=1}^{s}\left(Q_{в_j}(t)+Q_{г_j}(t)\right)\delta(x-x_v)\delta(y-y_v)\delta(z-z_v), \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{n}x_i=1,\ \sum_{i=1}^{n}y_i+y_{в}=1,\ s_{ж}+s_{г}+s_{в}=1, \quad (3)$$

где индексы *ж* и *г* относятся соответственно к жидкой и газообразной фазам углеводородов; $y_{в}$ – доля водяного пара в единице массы газа; y_i – доля *i*-го углеводородного компонента в единице массы газа; x_i – доля *i*-го углеводородного компонента в массе жидкости; $s_{ж}$ и $s_{г}$ – насыщенности порового пространства соответственно жидкой фазы и газообразной смеси; $s_{в}$ – насыщенность порового пространства водой; m – пористость; $Q_{ж_i}$ и $Q_{г_i}$ – плотность источника, моделирующего работу скважины в жидкой и газообразной фазах *i*-го компонента соответственно; δ – дельта функция Дирака; n – число компонентов; $\rho_{г}$, $\rho_{ж}$ и $\rho_{в}$ – плотность газа, жидкости и воды соответственно; x_v, y_v, z_v – координаты v-го источника; s-число скважин; $k_{г}$, $k_{ж}$, $k_{в}$ – коэффициент относительной проницаемости газа, жидкости и воды соответственно; $\mu_{г}$, $\mu_{ж}$ и $\mu_{в}$ – динамические вязкости газа, жидкости и воды соответственно.

Начальные и граничные условия для системы (1)-(3) следующие:

$$P(x,y,z,t)\big|_{t=0}=P_0(x,y,z),$$
$$s_{г}(x,y,z,t)\big|_{t=0}=s_{г_0}(x,y,z),$$
$$s_{в}(x,y,z,t)\big|_{t=0}=s_{в}(x,y,z); \quad (4)$$
$$\eta_i(x,y,z,t)\big|_{t=0}=\eta_{i_0}(x,y,z), \quad (5)$$
$$\frac{\partial P(x,y,z,t)}{\partial n}\bigg|_{\Omega}=0, \quad (6)$$

где η_i – суммарное молярное содержание *i*-го компонента в смеси; n – внешняя нормаль к границе пласта; Ω – граница области фильтрации.

Решение системы (1)-(3) при соответствующих начальных и граничных условиях (4)-(6) дает возможность исследовать различные задачи изотермической фильтрации многокомпонентной фильтрации флюидов в пористой среде.

При выполнении условия существования локального термодинамического равновесия система уравнений (1)-(3) замыкается следующими соотношениями:

$$\rho_{ж}=\rho_{ж}(P,T,z_1,z_2,\ldots,z_N,z_{в}),$$
$$\rho_{г}=\rho_{г}(P,T,z_1,z_2,\ldots,z_N,z_{в}),$$
$$\rho_{в}=\rho_{в}(P,T,z_1,z_2,\ldots,z_N,z_{в}),$$
$$\mu_{ж}=\mu_{ж}(P,T,z_1,z_2,\ldots,z_N,z_{в}), \quad (7)$$
$$\mu_{г}=\mu_{г}(P,T,z_1,z_2,\ldots,z_N,z_{в}),$$
$$\mu_{в}=\mu_{в}(P,T,z_1,z_2,\ldots,z_N,z_{в}).$$

Свойства газовой и жидкой фаз и водного раствора при решении системы уравнений (7)-(8) определяются методиками расчета (Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002).

Описанная математическая модель

включает в себя сложную нелинейную систему, и для решения использован численный метод. При этом для консервативности схемы по всем компонентам $i=\overline{1,N}$ и автоматического выполнения схемой условия $\sum_{i=1}^{N} x_i = \sum_{i=1}^{N} y_i + y_в = 1$ на любом временном шаге взята схема по давлению неявная, по составам и каждой фазе – явная.

Суммируя уравнения системы (1)-(3) по всем компонентам, получаем уравнение сохранения массы всей смеси:

$$div\left[\left(\frac{k_ж\rho_ж}{\mu_ж}+\frac{k_г\rho_г}{\mu_г}+\frac{k_в\rho_в}{\mu_в}\right)gradP\right]= \\ =\frac{\partial}{\partial t}\left[m\left(\rho_ж s_ж+\rho_г s_г+\rho_в s_в\right)\right]+ \\ +\sum_{\nu=1}^{S}\overline{Q}(t)\delta(x-x_\nu)\delta(y-y_\nu)\delta(z-z_\nu). \quad (8)$$

Тогда система (1)-(3) эквивалентна следующей:

$$div\left[\phi(P,s_г,s_в)gradP\right]= \\ =\frac{\partial}{\partial t}\left[\psi(P,s_г,s_в)\right]+ \\ +\sum_{\nu=1}^{S}\overline{Q}(t)\delta(x-x_\nu)\delta(y-y_\nu)\delta(z-z_\nu), \quad (9)$$

$$div\left[\alpha_i\, gradP\right]=\frac{\partial}{\partial t}\left[\varphi_i z_i\right]+ \\ +\sum_{\nu=1}^{S}\left(Q_{жi\nu}(t)+Q_{гi\nu}(t)\right)\delta(x-x_\nu)\delta(y-y_\nu)\delta(z-z_\nu), \quad (10)$$

$$div\left[A(P,s_г,s_в)gradP\right]= \\ =\frac{\partial}{\partial t}\left[L(P,s_г,s_в)\right]+ \\ +\sum_{\nu=1}^{S}\left(Q_{в\nu}(t)+Q_{в г\nu}(t)\right)\delta(x-x_\nu)\delta(y-y_\nu)\delta(z-z_\nu), \quad (11)$$

$$s_ж+s_г+s_в=1, \quad (12)$$

где

$$\phi(P,s_г,s_в)=\frac{k_ж\rho_ж}{\mu_ж}+\frac{k_г\rho_г}{\mu_г}+\frac{k_в\rho_в}{\mu_в},$$

$$\psi(P,s_г,s_в)=m(\rho_ж s_ж+\rho_г s_г+\rho_в s_в),$$

$$\overline{Q}(t)=\sum_{i=1}^{n}\left(Q_{жi}(t)+Q_{гi}(t)+Q_в(t)+Q_{вг}(t)\right),$$

$$\alpha_i=\frac{1}{1+F_г(k_i-1)}\left(\frac{k_ж\rho_ж}{\mu_ж}+\frac{k_г\rho_г}{\mu_г}k_i\right),$$

$$\varphi_i=\frac{m}{1+F_г(k_i-1)}\left(\rho_ж s_ж+\rho_г s_г K_i\right),$$

$$A(P,s_г,s_в)=\frac{k_в\rho_в}{\mu_в}+\frac{k_г\rho_г}{\mu_г}g_в,$$

$$L(P,s_г,s_в)=m(\rho_в s_в+\rho_г s_г g_в).$$

Введя обозначения

$$\frac{\partial\psi}{\partial p}=\psi'_p,\ \frac{\partial\psi}{\partial s_г}=\psi'_{s_г},\ \frac{\partial\psi}{\partial s_в}=\psi'_{s_в},$$

$$\frac{\partial L}{\partial p}=L'_p,\ \frac{\partial L}{\partial s_г}=L'_{s_г},\ \frac{\partial L}{\partial s_в}=L'_{s_в},$$

$$\frac{\partial\varphi_i}{\partial p}=\varphi'_{ip},\ \frac{\partial\varphi_i}{\partial s_ж}=\varphi'_{is\,ж},\ \frac{\partial\varphi_i}{\partial s_г}=\psi'_{is_г}$$

и применяя к данной системе уравнений (9)-(12) интегро-интерполяционный метод, численное решение задачи (9)-(12), (4)-(6) в узлах неравномерной сетки (x_e,y_j,z_k,t_n) будем искать в виде решения следующей разностной задачи:

$$\frac{1}{\Delta x_e}\left[\phi^{n+1}_{e+1/2,j,k}\frac{P^{n+1}_{e+1,j,k}-P^{n+1}_{e,j,k}}{\Delta x_{e+1/2}}-\right. \\ \left.-\phi^{n+1}_{e-1/2,j,k}\frac{P^{n+1}_{e,j,k}-P^{n+1}_{e-1,j,k}}{\Delta x_{e-1/2}}\right]+$$

$$+\frac{1}{\Delta y_j}\left[\phi^{n+1}_{e,j+1/2,k}\frac{P^{n+1}_{e,j+1,k}-P^{n+1}_{e,j,k}}{\Delta y_{j+1/2}}-\right.$$
$$\left.-\phi^{n+1}_{e,j-1/2,k}\frac{P^{n+1}_{e,j,k}-P^{n+1}_{e,j-1,k}}{\Delta y_{j-1/2}}\right]+$$
$$+\frac{1}{\Delta\bar{z}_k}\left[\phi^{n+1}_{e,j,k+1/2}\frac{P^{n+1}_{e,j,k+1}-P^{n+1}_{e,j,k}}{\Delta\bar{z}_{k+1/2}}-\right.$$
$$\left.-\phi^{n+1}_{e,j,k-1/2}\frac{P^{n+1}_{e,j,k}-P^{n+1}_{e,j,k-1}}{\Delta\bar{z}_{k-1/2}}\right]=$$
$$=\psi'^{n}_{pe,j,k}\frac{P^{n+1}_{e,j,k}-P^{n}_{e,j,k}}{\Delta\tau}+$$
$$+\psi'^{n}_{s_г e,j,k}\frac{s^{n+1}_{г,j,k}-s^{n}_{гe,j,k}}{\Delta\tau}+$$
$$+\psi'^{n}_{s_в e,j,k}\frac{s^{n+1}_{вe,j,k}-s^{n}_{вe,j,k}}{\Delta\tau}+$$
$$+\psi'^{n}_{s_ж e,j,k}\frac{s^{n+1}_{жe,j,k}-s^{n}_{жe,j,k}}{\Delta\tau}+\sum\bar{Q}^{n}_{e,j,k}, \quad (13)$$

$$\frac{1}{\Delta x_e}\left[\alpha^{n+1}_{ie+1/2,j,k}z^{n+1}_{ie+1,j,k}\frac{P^{n+1}_{e+1,j,k}-P^{n+1}_{e,j,k}}{\Delta x_{e+1/2}}-\right.$$
$$\left.-\alpha^{n+1}_{ie-1/2,j,k}z^{n+1}_{ie,j,k}\frac{P^{n+1}_{e,j,k}-P^{n+1}_{e-1,j,k}}{\Delta x_{e-1/2}}\right]+$$
$$+\frac{1}{\Delta y_j}\left[\alpha^{n+1}_{ie,j+1/2,k}z^{n+1}_{ie,j+1,k}\frac{P^{n+1}_{e,j+1,k}-P^{n+1}_{e,j,k}}{\Delta y_{j+1/2}}-\right.$$
$$\left.-\alpha^{n+1}_{ie,j-1/2,k}z^{n+1}_{ie,j,k}\frac{P^{n+1}_{e,j,k}-P^{n+1}_{e,j-1,k}}{\Delta y_{j-1/2}}\right]+$$
$$+\frac{1}{\Delta\bar{z}_k}\left[\alpha^{n+1}_{ie,j,k+1/2}z^{n+1}_{ie,j,k+1}\frac{P^{n+1}_{e,j,k+1}-P^{n+1}_{e,j,k}}{\Delta\bar{z}_{k+1/2}}-\right.$$
$$\left.-\alpha^{n+1}_{ie,j,k-1/2}z^{n+1}_{ie,j,k}\frac{P^{n+1}_{e,j,k}-P^{n+1}_{e,j,k-1}}{\Delta\bar{z}_{k-1/2}}\right]=$$
$$=\varphi^{n}_{ie,j,k}\frac{z^{n+1}_{ie,j,k}-z^{n}_{ie,j,k}}{\Delta\tau}+$$
$$+\varphi'_{ip}\frac{P^{n+1}_{e,j,k}-P^{n}_{e,j,k}}{\Delta\tau}+$$
$$+\varphi'_{iS_ж}\frac{s^{n+1}_{жe,j,k}-s^{n}_{жe,j,k}}{\Delta\tau}+ \quad (14)$$
$$+\varphi'_{is_г}\frac{s^{n+1}_{гe,j,k}-s^{n}_{гe,j,k}}{\Delta\tau}+$$
$$+\sum_{\nu=1}^{S}\left(Q^{n}_{жi\nu}+Q^{n}_{гi\nu}\right)_{e,j,k},$$

$$\frac{1}{\Delta x_e}\left[A^{n+1}_{e+1/2,j,k}\frac{P^{n+1}_{e+1,j,k}-P^{n+1}_{e,j,k}}{\Delta x_{e+1/2}}-\right.$$
$$\left.-A^{n+1}_{e-1/2,j,k}\frac{P^{n+1}_{e,j,k}-P^{n+1}_{e-1,j,k}}{\Delta x_{e-1/2}}\right]+$$
$$+\frac{1}{\Delta y_j}\left[A^{n+1}_{e,j+1/2,k}\frac{P^{n+1}_{e,j+1,k}-P^{n+1}_{e,j,k}}{\Delta y_{j+1/2}}-\right.$$
$$\left.-A^{n+1}_{e,j-1/2,k}\frac{P^{n+1}_{e,j,k}-P^{n+1}_{e,j-1,k}}{\Delta y_{j-1/2}}\right]+$$
$$+\frac{1}{\Delta\bar{z}_k}\left[A^{n+1}_{e,j,k+1/2}\frac{P^{n+1}_{e,j,k+1}-P^{n+1}_{e,j,k}}{\Delta\bar{z}_{k+1/2}}-\right.$$
$$\left.-A^{n+1}_{e,j,k-1/2}\frac{P^{n+1}_{e,j,k}-P^{n+1}_{e,j,k-1}}{\Delta\bar{z}_{k-1/2}}\right]=$$
$$=L'_p\frac{P^{n+1}_{e,j,k}-P^{n}_{e,j,k}}{\Delta\tau}+$$
$$+L'_{s_г}\frac{s^{n+1}_{гe,j,k}-s^{n}_{гe,j,k}}{\Delta\tau}+$$
$$+L'_{s_в}\frac{s^{n+1}_{вe,j,k}-s^{n}_{вe,j,k}}{\Delta\tau}+$$
$$+\sum_{\nu=1}^{S}\left(Q^{n}_{в\nu}+Q^{n}_{г\nu}\right)_{e,j,k} \quad (15)$$

$$s^{n}_{æe,j,k}+s^{n}_{ãe,j,k}+s^{n}_{ãe,j,k}=1 \quad (16)$$

$$P^0_{\text{e,j,k}} = P_{0e,j,k}\ ,\ s^0_{\tilde{a}e,\text{j,k}} = s_{\tilde{a}0e,j,k}$$
$$,\ s^0_{\tilde{a}e,j,k} = s_{\hat{a}0e,j,k}\ ,\ z^0_{ie,j,k} = z_{i0e,j,k} \qquad (17)$$
$$e = \overline{1,N_x}\ ,\ j = \overline{1,N_y}\ ,\ k = \overline{1,N_z}$$

$$P^n_{0,\text{j,k}} = P^n_{1,j,k}\ ,\ P^n_{N_x\text{-1,j,k}} = P^n_{N_x,j,k}\ ,$$
$$P^n_{e,0,k} = P^n_{e,1,k}\ ,\ P^n_{e,N_y\text{-1},k} = P^n_{e,N_y,k}\ ,$$
$$P^n_{e,j,0} = P^n_{e,j,1}\ ,\ P^n_{e,j,N_z\text{-1}} = P^n_{e,j,N_z}\ , \qquad (18)$$
$$n = 1,2,...,\ j = \overline{1,N_y}\ ,\ k = \overline{1,N_z}$$

где

$$S^n_{\text{жсе},j,k} = \frac{(1-F_г-F_в)\rho^n_{e,j,k}M_{\text{ж}}}{(1-F_г-F_в)\rho^n_{e,j,k}M_{\text{ж}}+(F_г+F_в)\rho_{\text{жсе},j,k}M_г}\ ,$$

$$\Delta\tau = \frac{e_n}{n}\ ,\ n = 1,2,...,$$

$$x_{e+1/2} = x_e + \frac{1}{2}\Delta x_{e+1/2}\ ,$$

$$\Delta x_{e+1/2} = x_{e+1} - x_e\ ,\ e = \overline{1,N_x}\ ;$$

$$y_{j+1/2} = y_j + \frac{1}{2}\Delta y_{j+1/2}\ ,$$

$$\Delta y_{j+1/2} = y_{j+1} - x_j\ ,\ j = \overline{1,N_y}\ ;$$

$$\bar{z}_{k+1/2} = \bar{z}_k + \frac{1}{2}\Delta\bar{z}_{k+1/2}\ ,$$

$$\Delta\bar{z}_{k+1/2} = \bar{z}_{k+1} - \bar{z}_k\ ,\ k = \overline{1,N_z}\ ;$$

$$\Delta x_e = \frac{1}{2}\left(x_{e+1/2} + x_{e-1/2}\right),\ e = \overline{0,N_x}\ ,$$

$$x_1 = 0\ ,x_{N_{x_1}} = L_x\ ,\ N_{x_1} = N_x + 1\ ,$$

$$\Delta y_j = \frac{1}{2}\left(y_{j+1/2} + y_{j-1/2}\right),\ j = \overline{0,N_y}\ ,$$

$$y_1 = 0\ ,y_{N_{y_1}} = L_y\ ,\ N_{y_1} = N_y + 1\ ,$$

$$\Delta\bar{z}_k = \frac{1}{2}\left(\bar{z}_{k+1/2} + \bar{z}_{k-1/2}\right),\ k = \overline{0,N_z}\ ,$$

$$\bar{z}_1 = 0\ ,\bar{z}_{N_{z_1}} = L_z\ ,\ N_{z_1} = N_z + 1\ .$$

Алгоритм решения системы (13)-(18) состоит в следующем: поле давлений находится из уравнения (13) поточечным методом Якоби (Азиз, Сеттари, 1982), далее явным образом находится доля компонентов и насыщенности каждой фазы из уравнений (14) и (15)-(16) соответственно. Перед началом вычислений на каждом шаге производится расчет трехфазного равновесия, результатом которого является получение значений α_i и φ_i.

На основе изложенного алгоритма были проведены численные эксперименты применительно для конкретной газоконденсатной залежи. Площадь залежи приблизительно равна 6,25 км^2. Начальное пластовое давление равно 52 МПа, а начальная пластовая температура – 393К. Толщина пласта в среднем равна 14 м. Коэффициент пористости равен 0,2. Проницаемость пласта изменяется в пределах 0,001-0,04·10 $^{-12}$ м ^{2}. В залежи размещаются четыре эксплуатационные и три нагнетательные скважины. Газоводонасыщенная часть залежи аппроксимировалась трехмерной сеточкой областью с числом узлов по координатам x, y и z соответственно 13, 14 и 1. Размеры одного блока составляют 250×250×14м.

Необходимые для прогнозирования показателей разработки газоконденсатной залежи физические свойства насыщающих пласт флюидов изучены при исследованиях газоконденсатных скважин, и при невозможности исследования зависимостей свойств флюидов от давления были проведены соответствующие расчеты.

Зависимости плотности газа и конденсата от давления рассчитывались с помощью уравнения состояния реального газа (Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002; Закиров и др., 1988). Пластовый объемный фактор воды определяется по графикам Додсона и Стендинга (Амикс и др., 1962), и его зависимость от давления практически прямолинейна, т.е. плотность воды (ρ_d) прямо пропорциональна давлению, и для условий месторождения определялась по формуле:

$$\rho_в = 2{,}24 + 0{,}0095P$$

Значения вязкости газа и конденсата и их зависимость от пластового давления опре-

делялись по методике Дина и Стила (Закиров и др., 1988). Коэффициент динамической вязкости для воды при пластовой температуре практически не зависит от давления и принят равным 0,236мПа.с.

На рис.1 и 2 приведены зависимости плотности и вязкости газа, конденсата и воды от давления применительно к условиям залежи.

При проведении расчетов на основе вышеизложенной модели необходимо располагать значениями долей компонентов в фазах, участвующих в фильтрации при различных давлениях. Применительно к горизонту рассматривается движение трех фаз: газообразной, жидкой углеводородной и водяной. В качестве условных компонентов принимается газовый, конденсатный (C_{5+}) и водяной.

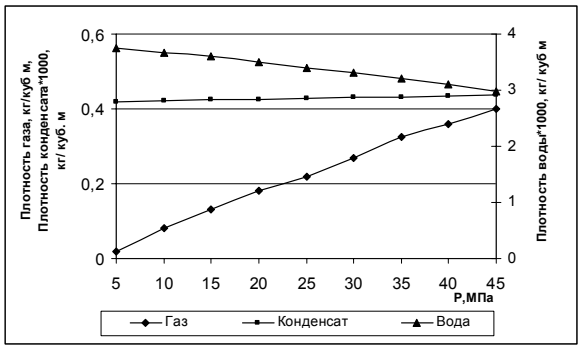


Рис. 1. Зависимости плотности газа, конденсата и воды от давления

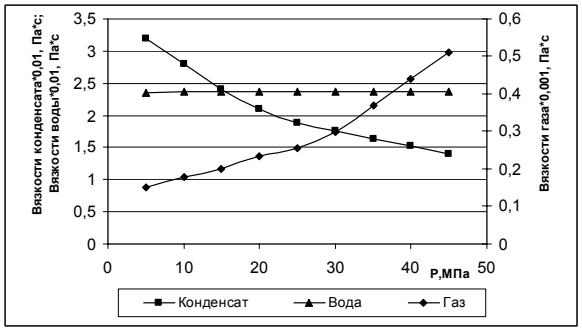


Рис. 2. Зависимости динамической вязкости газа, конденсата и воды от давления

Доля жидкого углеводородного компонента, растворенного в газовой фазе, и доля газового компонента в жидкой фазе получены на основе решения уравнения состояния с поправочными коэффициентами парного взаимодействия (Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002; Закиров и др., 1988). Доля паровой воды в газе и доля газа, растворенного в воде, рассчитываются по методике, изложенной в работах (Гуревич, Брусиловский, 1984; Закиров и др., 1988), соответствующие результаты приведены в таблице.

Физические свойств флюидов

Давление, Р, МПа	Доля паровой воды в газе	Доля газа растворенного в воде
5,0	0,0823	0,0652
7,5	0,078	0,0845
10	0,081	0,1022
12,5	0,0899	0,1189
15,0	0,0982	0,1350
17,5	0,1108	0,1507
20,0	0,1257	0,1662
22,5	0,1419	0,1817
25,0	0,1599	0,1975
27,5	0,1796	0,2135
30,0	0,2006	0,2303
32,5	0,2209	0,246
35,0	0,2474	0,2664
37,5	0,2735	0,2866
40,0	0,3021	0,309
42,5	0,3341	0,3348
45,0	0,3716	0,3658

Пластовая система моделировалась смесью из 15 компонентов, причем группа C_{5+} представлена 9 фракциями в соответствии с данными фракционной разгонки. Начальный состав смеси (% молярн.) следующий: азот – 2,69, углекислый газ – 3,31, метан – 60,95, этан – 10,89, пропан – 6,66, бутан – 2,84, группа углеводородов C_{5+} – 12,66 (Закиров и др., 1989). Содержание группы углеводородов C_{5+} в исходной смеси равно 895г/м^3, что соответствует 1026 см^3/м^3 – потенциальному содержанию дебутанизированного конденсата в пластовом газе. Молекулярная масса группы C_{5+} равна 170,1.

При моделировании трехфазной фильтрации использованы зависимости фазовых проницаемостей для газа, конденсата и

воды от насыщенности флюидами поровых пространств. При реализации расчетной модели воспользовались уравнениями, полученными В. Роузом (Азиз, Сеттари, 1982; Амикс и др., 1962). Для продуктивного пласта критические значения насыщенностей для газа, конденсата и воды, после которых они начинают двигаться, приняты равными 0,1; 0,18 и 0,2 соответственно.

С целью всестороннего изучения данного процесса были рассчитаны следующие варианты разработки рассматриваемой залежи:

Вариант I. Данный вариант является базовым, характеризуется тем, что газоконденсатная залежь разрабатывается в режиме истощения пластовой энергии до достижения давления забрасывания. В соответствии с заданным порядком ввода скважин в эксплуатацию и условием годового отбора газа в объеме 5% от текущих запасов при наличии четырех добывающих скважин установлен начальный среднесуточный дебит скважин около $640 \cdot 10^3$ м^3/сут. газа.

Вариант II. В этом варианте применяются полный и частичный сайклинг-процессы.

Вариант III. Моделируется комбинированная закачка "сухого" газа и воды. Предполагалось создание в газоконденсатных залежах оторочки "сухого" газа, продвигаемой по пласту закачанной водой. Для осуществления этого процесса предусмотрены следующие этапы:

Этап I. Реализуется традиционный сайклинг-процесс. Это означает, что через нагнетательные скважины закачивается "сухой" газ, а с помощью эксплуатационных скважин осуществляется добыча газоконденсатной системы. Целью этого этапа является создание оторочки сухого газа в пласте. Для создания оторочки сухого газа использовались разные объемы 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6 прокачки сухого газа, отнесенного к первоначальному запасу газа в пласте.

Этап II. После создания оторочки "сухого" газа выше требуемого объема закачка газа прекращается, и осуществляется процесс заводнения пласта. Цель состоит в поддержании пластового давления на уровне давления максимальной конденсации и вытеснении газоконденсатной системы к скважинам за счет проталкивания водой оторочки сухого газа.

Этап III. Разработка залежи в режиме истощения пластовой энергии. Целью этого варианта является доизвлечение оставшихся в пласте газа и конденсата, в том числе и защемленных в обводненной зоне пласта.

Указанные выше три варианта имитируют различные технологии доразработки газоконденсатного пласта. Рассматриваемые технологии доразработки, согласно выполненным газогидродинами-ческим расчетам, характеризуются следующими показателями.

По первому варианту разработка модели пласта на истощение продлится 30 лет. За этот период из модели пласта будет добыто 74% от начальных запасов газа и 19,2% от начальных запасов конденсата. За указанный период разработки пластовое давление снизится от 52 МПа до 3,9 МПа (рис.3). За время прогнозных расчетов при разработке залежи в режиме истощения среднесуточные дебиты скважин снижаются с 640 тыс.м^3/сут. до 7,4 тыс.м^3/сут. по газу и с 50 т/сут. до 1,1 т/сут. по конденсату по скважине №8.

Во втором варианте исследуется полный и частичный сайклинг-процесс. В первом случае в пласт закачивают весь добываемый на месторождении газ после извлечения из него углеводородов группы C_{5+}. Вследствие этого объемы добычи газа, приведенные к пластовым условиям, превышают объемы его закачки в пласт, поддерживая начальное пластовое давление. Поддержание пластового давления на начальном уровне приводит к уменьшению объема закачиваемого газа, который компенсируется за счет привлечения газов из других месторождений. Прогнозный коэффициент извлечения конденсата из пласта при полном сайклинг-процессе достигает 76% (рис.4). При частичном сайклинг-процессе в пласт закачивается часть добываемого газа после извлечения из него высококипящих углеводородов. Относительный объем закачанного газа составляет примерно 83% (рис.4). В этом случае снижение пластового давления достигает 58% от начального (рис.4), однако большая часть высококипящих углеводородов остается в пластовом газе. При этом прогнозный коэффициент извлечения конденсата составляет 61% (рис.4).

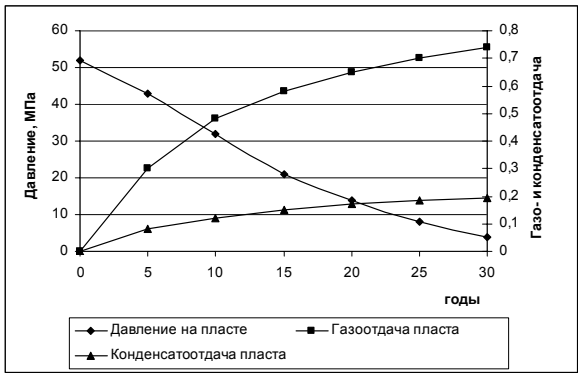


Рис. 3. Изменение во времени соответственно коэффициентов газо- и конденсатоотдачи и давления при разработке залежи в режиме истощения

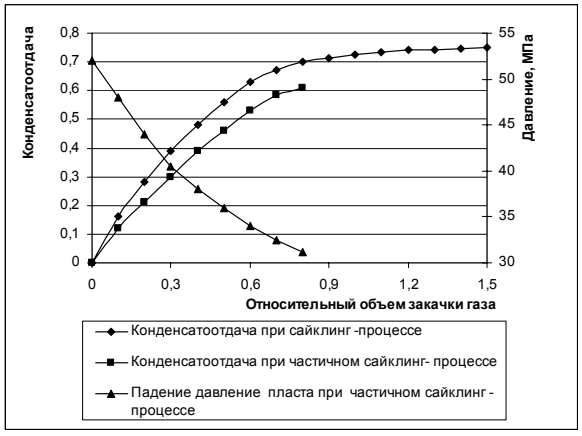


Рис. 4. Изменение во времени соответственно коэффициентов газо- и конденсатоотдачи и давления при полном и частичном сайклинг-процессе

В третьем варианте исследуется комбинированная закачка газа и воды, и она проходит в три этапе. Первый этап способствует реализации сайклинг-процесса в короткий срок разработки, вследствие чего резко сокращаются энергетические затраты на закачку "сухого" газа. Создание оторочки "сухого" газа благоприятно с той точки зрения, что при последующем заводнении в обводненных зонах пласта остаются микро- и макрозащемленные объемы "сухого" газа, а не газоконденсатная смесь. Поддержание пластового давления путем заводнения (этап II) сопровождается снижением энергетических затрат. Кроме того, закачка воды способствует некоторому выравниванию сформировавшегося фронта вытеснения жирного газа "сухим". Этап снижения пластового давления (этап III) позволяет отбирать газ и конденсат из газонасыщенной части пласта.

Размеры оторочки и объем предварительно закачиваемой в пласт воды после оторочки в расчетах изменялись в широких пределах (см. рис.5-7). Оптимальный вариант разработки залежи при помощи оторочек требует закачки газа в объеме 50% "сухого" газа от первоначальных запасов пласта. В этом случае воздействие нагнетания воды в пласт начиналось немного ранее момента прорыва "сухого" газа к эксплуатационным скважинам и продолжалось до достижения величины конденсатоотдачи и газоотдачи 0,62 и 0,69 соответственно (рис.5-6). При этом объем закачанной воды в пласт составляет приблизительно 1700 тыс.м^3 (рис.7).

В случаях закачки 30%, 40%, 60%, 70% сухого газа от первоначальных запасов газа для создания газовой оторочки и закачки воды соответственно $2300 \cdot 10^3$, $1900 \cdot 10^3$, $1550 \cdot 10^3$, $1400 \cdot 10^3$ м^3 (рис.7) для поддержания

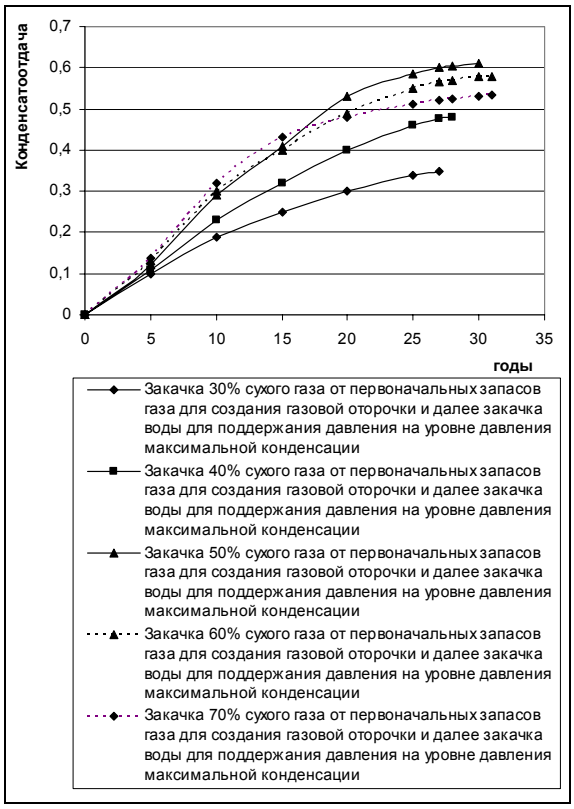


Рис. 5. Изменение во времени коэффициентов конденсатоотдачи залежи при комбинированной закачке газа и воды в различных соотношениях

давления в пласте на уровне давления максимальной конденсации конденсато- и газоотдача пласта составляет 0,35 , 0,58 ; 0,48 , 0,63; 0,59 , 0,7; 0,54 , 0,72 (рис.5-6) соответственно. Для добычи такого объема газа и конденсата во всех рассмотренных случаях отобрано из залежи определенное количество воды в соответствии с рис.8. Наибольшее количество отобранной из пласта воды получается при реализации минимального объема закачки газа в пласт, и оно составляет 240 $\cdot 10^3$ м^3 (рис.8). Процесс разработки во всех рассмотренных случаях при реализации комбинированной закачки газа и воды в пласт продолжается около 30 лет. За этот период разработки все эксплуатационные скважины, работающие в пласте, обводняются, и процесс заканчивается (см. рис.5-7). Затем пласт начинает разрабатываться на истощение.

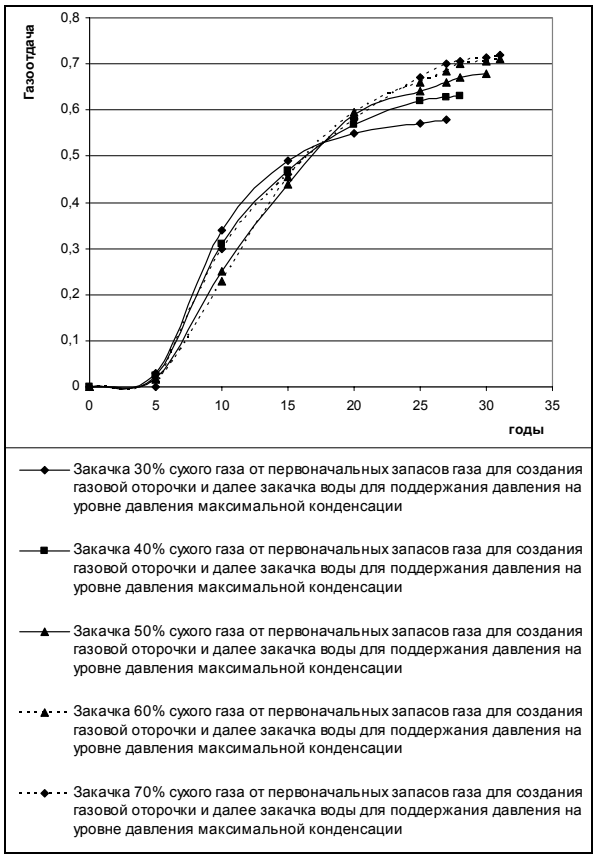


Рис. 6. Изменение во времени коэффициентов газоотдачи залежи при комбинированной закачке газа и воды в различных соотношениях

Согласно расчетам при реализации комбинированной закачки газа и воды в залежь к концу рассматриваемого срока остается значительное количество защемленного в обводненной зоне пласта газа и конденсата. При создании определенной депрессии целесообразно продолжить эксплуатацию обводненных скважин для дальнейшего увеличения газо- и конденсатоотдачи пласта (рис.9) в форсированном режиме. Этот процесс продолжается от момента среднего давления в пласте до величины давления забрасывания. В этот период времени разработки из пласта добывается 0,45% конденсата и 0,62% газа от оставшихся запасов. Процесс истощения продолжается около 21 года, и за этот период из пласта добывается 1,2 $\cdot 10^6$ м^3 воды (рис.10).

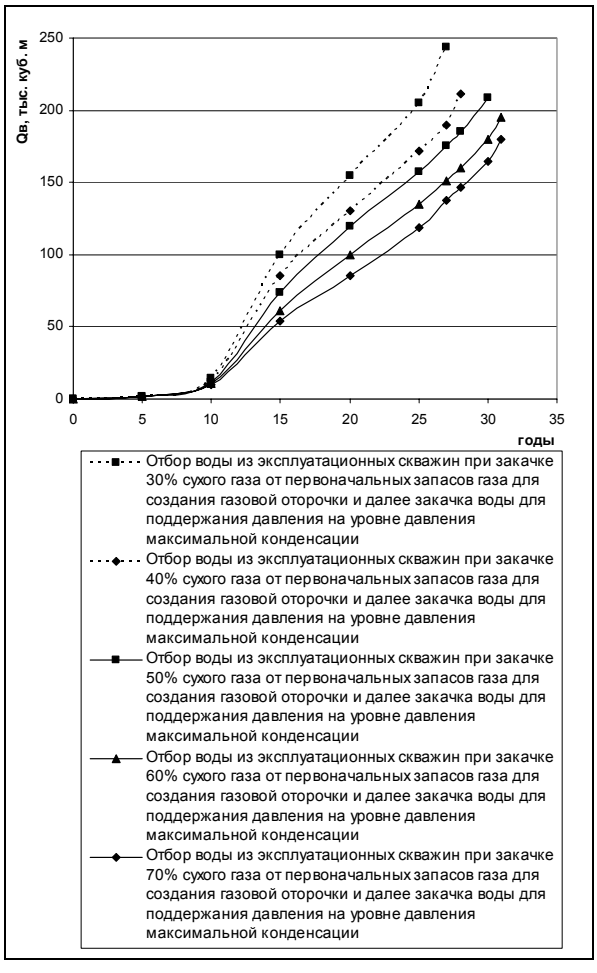


Рис. 7. Изменение во времени отбора воды из пласта при комбинированной закачке газа и воды в различных соотношениях

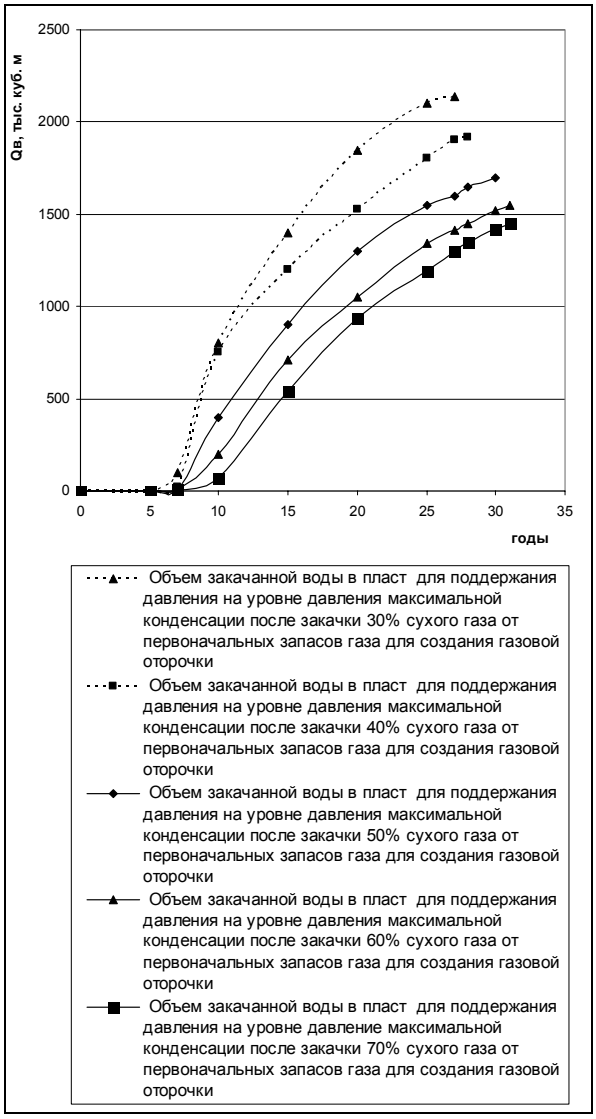


Рис. 8. Изменение во времени объема закачки воды в пласт при комбинированной закачке газа и воды в различных соотношениях

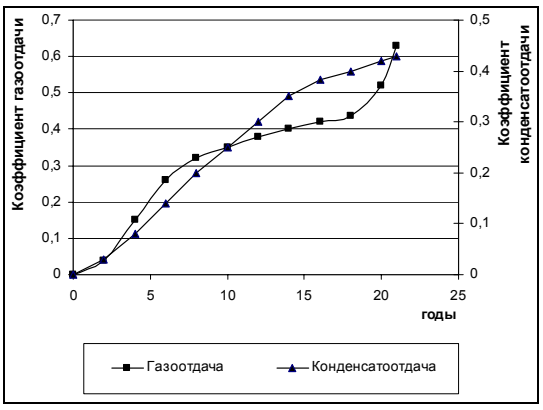


Рис. 9. Изменение во времени коэффициентов газо- и конденсатоотдачи после продолжения эксплуатации обводненных скважин при заданной депрессии

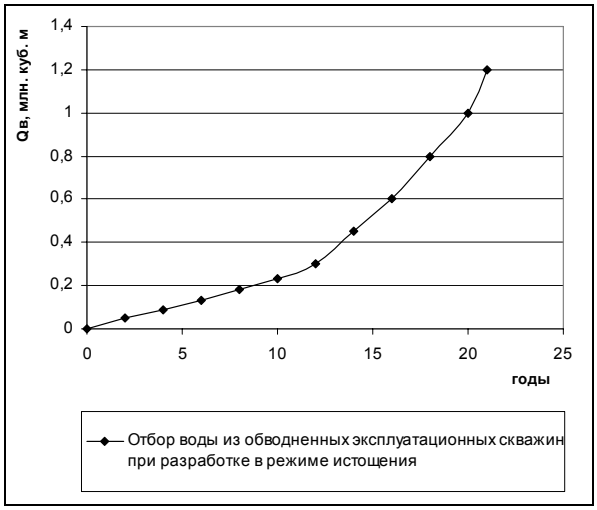


Рис. 10. Изменение во времени объемов отбора воды из обводненных скважин при заданной депрессии

Выводы

Разработаны алгоритм и пакет прикладных программ моделирования процесса последовательной закачки «сухого» углеводородного газа и воды в газоконденсатную залежь и показана их высокая эффективность.

ЛИТЕРАТУРА

АББАСОВ, З.Я. 1993. Методы расчета статического динамического забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах. Элм. Баку. 312с.

АЗИЗ, Х., СЕТТАРИ, Э. 1982. Математическое моделирование пластовых систем. Недра. Москва. 407с.

АМИКС, Дж., БАСС, Д., УАЙТИНГ, Р. 1962. Физика нефтяного пласта. Госттоптехиздат. Москва. 572с.

БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 2002. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Грааль. Москва. 575с.

ВАРИВОДА, Ю.В. 1989. Увеличение производительности газоконденсатных скважин при периодической закачке в пласт осушенного газа. *Экспресс-информ., сер. Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. ВНИИЭгазпром*. Москва, 6, 16-18.

ГУРЕВИЧ, Г.Р., БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 1984. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. Недра. Москва. 264с.

ГУРЕВИЧ, Г.Р., СОКОЛОВ, В.А., ШМЫГЛЯ, П.Т. 1976. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. Недра. Москва. 186с.

ЗАКИРОВ, С.Н. 1998. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

Струна. Москва. 628с.
ЗАКИРОВ, С.Н., ВАСИЛЕВСКАЯ, Е.И., ТАЛДАЙ, И.В., ГОРДОН, В.Я. и др. 1989. Технология вторичной добычи конденсата из частично истощенной газоконденсатной залежи. Препринт №2-ИПНГ. Москва. 59.
ЗАКИРОВ, С.Н., СОМОВ, Б.Е., ГОРДОН, В.Я., ПАЛАТНИК, В.М., ЮФИН, П.А. 1988. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие. Недра. Москва. 335с.
КОНДРАТ, Р.М. 1992. Газоконденсато-отдача пластов. Недра. Москва. 255с.
НИКОЛАЕВСКИЙ, В.Н., БОНДАРЕВ, Э.А, МИРКИН, М.И., СТЕФАНОВА, М.Г., ТЕРЗИ, В.П. 1968. Движение углеводородных смесей в пористой среде. Недра. Москва. 173с.
РОЗЕНБЕРГ, М.Д., КУНДИН, С.А., КУРБАНОВ, А.К. и др. 1960. Фильтрации газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. Недра. Москва. 436с.
РОЗЕНБЕРГ, М.Д., КУНДИН, С.А. 1976. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. Недра. Москва. 315с.

© Г.М.Эфендиев, А.С.Стреков, К.Н.Назиров, 2013

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ СУПРАМОЛЕКУЛЯРНОЙ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ НА ОСНОВЕ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ И ОРГАНИЧЕСКИХ КЛАСТЕРОВ

Г.М.Эфендиев, А.С.Стреков, К.Н.Назиров

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

Приводятся результаты экспериментальных исследований способности супрамолекулярной каталитической системы на основе металлических и органических кластеров изменять проницаемость пористой среды. Установлено, что разработанная система является эффективным средством для регулирования водопроницаемости пористой среды.

Введение

Как известно, в последние годы в нефтяной промышленности наблюдается тенденция к ухудшению структуры реализуемых запасов нефти, все более значительному росту числа нефтяных залежей, переходящих в категорию трудноизвлекаемых. К трудноизвлекаемым запасам относятся и запасы нефти, приуроченные к высокообводненным пластам, многие из которых находятся на поздней стадии разработки.

Постановка задачи

Одной из причин, приводящих к преждевременному прорыву воды к добывающим скважинам и обводнению пластов, является их неоднородность по проницаемости. Доразработка таких нефтяных пластов имеет свои специфические особенности, обусловленные зональностью запасов остаточной нефти. Она проявляется как на уровне отдельных пор, так и отдельных участков пласта. В этих условиях применение обычных систем и схем заводнения уже не обеспечивает достаточно эффективной выработки таких запасов. В связи с этим остро встает проблема изоляции воды, поступающей в скважины, и изыскания способов борьбы с нарастающей обводненностью добываемой продукции при условии сохранности их дебита по нефти. Проблема доизвлечения остаточной нефти может быть решена применением водоизолирующих материалов, основанных на использовании наноструктур (Хавкин, 2009; Саттаров и др., 2010).

Результаты исследований

В свете вышеизложенного была проверена водоизоляционная способность супрамолекулярной каталитической системы на основе металлических и органических кластеров (Мирзаджанзаде и др. 2005; Гасанова, 2003). Данная система представляет собой гранулы молочно-серого цвета объемом ~ 0,5см^3.

Для проверки водоизоляционной способности предлагаемой наноструктуры были проведены экспериментальные исследования, при этом использовался раствор супрамолекулярной каталитической системы концентрацией 0,5; 1; 2; 3% в пресной воде, который закачивался в пористую среду в количестве 1 объема пор.

Эксперименты проводились на набивной модели пласта, заполненной молотым кварцевым песком. Необходимые проницаемости пористой среды создавались соответствующим изменением содержания глины: 5, 10, 15% в кварцевом песке. Изменение проницаемости пористой среды по воде от содержания глины приведено на рис.1.

В качестве параметра, характеризующего изменение проницаемости пористой среды при обработке ее наноструктурой, был принят предложенный в работе (Smith, 1970) фактор остаточного сопротивления ($R_{ост}$), который определяется как величина, представляющая

собой отношение проницаемостей пористой среды по воде до и после ее обработки наноструктурой:

$$R_{ост} = k_B / k_n ,$$

где k_B , k_n – соответственно проницаемость пористой среды по воде до и после обработки пористой среды наноструктурой.

Фактор остаточного сопротивления является важной характеристикой, показывающей уменьшение проводимости пористой среды после ее обработки раствором наноструктуры.

Эксперименты по изучению водоизолирующих свойств исследуемой наноструктуры проводились в следующей последовательности. После определения проницаемости пористой среды по воде в модель пласта при определенном перепаде давления закачивалась наноструктура, и модель пласта выдерживалась в покое 24 часа. Затем в модель пласта вновь закачивалась вода при том же перепаде давления, что и наноструктура, и при заданном перепаде давления в режиме установившейся фильтрации определялась проницаемость пористой среды, обработанной наноструктурой. По полученным экспериментальным данным по вышеприведенной формуле определялся $R_{ост}$.

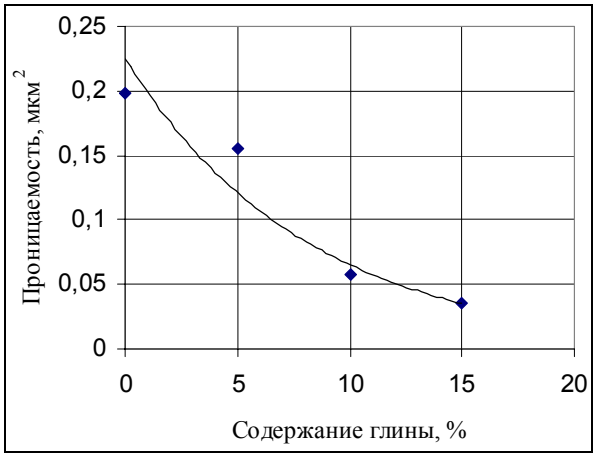


Рис. 1. Зависимость проницаемости пористой среды от содержания глины

Фильтрационные характеристики пористой среды после ее обработки наноструктурой оценивали по изменению фактора остаточного сопротивления в зависимости от проницаемости пористой среды, концентрации наноструктуры в растворе.

Полученные данные сведены в рис. 2, 3.

Как видно из рис. 2, с увеличением концентрации наноструктуры в растворе проницаемость пористой среды после ее обработки наноструктурой уменьшается для всех начальных проницаемостей (ср. кр.1,2,3,4 рис.2). Причем с уменьшением проницаемости обработка ее раствором наноструктуры усиливает снижение проницаемости. Например, для проницаемости 0,198 мкм^2 при обработке пористой среды раствором наноструктуры концентрацией 0,5% проницаемость снижается до 0,158 мкм^2 , а для проницаемости 0,047 мкм^2 – до 0,035 мкм^2 (кр.1 рис.2). Рост концентрации раствора наноструктуры также усиливает это явление. Так, для проницаемостей 0,198 и 0,47 мкм^2 снижение проницаемости при обработке пористой среды раствором наноструктуры концентрацией 2% происходит соответственно до 0,11 и 0,012 мкм^2 (кр.3. рис.2). При обработке пористой среды этих же проницаемостей раствором наноструктуры концентрацией 3% для проницаемости 0,198 мкм^2 снижение проницаемости происходит до 0,092 мкм^2, а в случае проницаемости 0,047 мкм^2 происходит практически полная закупорка пористой среды, и определить снижение проницаемости не удается (кр.4 рис.2).

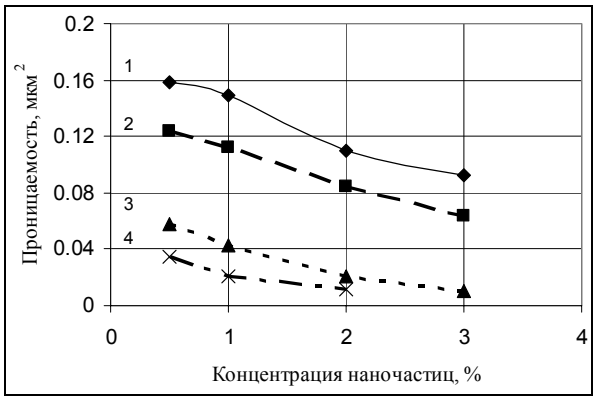


Рис. 2. Зависимость проницаемости пористой среды от концентрации наночастиц в растворе при начальной ее проницаемости 0,198, 0,156, 0,058, 0,035 мкм^2 (соответственно кр. 1,2,3,4)

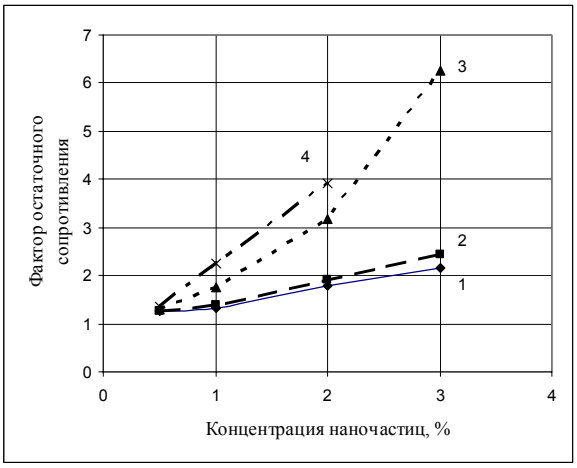


Рис. 3. Зависимость фактора остаточного сопротивления от концентрации наночастиц в растворе при начальной ее проницаемости 0,035, 0,058, 0,156, 0,198 мкм^2 (соответственно кр. 4,3,2,1)

В результате вышеизложенного, увеличение концентрации наноструктуры в растворе приводит к росту фактора остаточного сопротивления (см. кр.1,2,3,4 рис.3). Для проницаемости 0,198 мкм^2 при обработке пористой среды раствором наноструктуры концентрацией 0,5% наблюдается фактор остаточного сопротивления 1,25, а для проницаемости 0,047 мкм^2 – 1,34 (кр.1 рис.3). При обработке пористой среды проницаемостей 0,198 и 0,47 мкм^2 раствором наноструктуры концентрацией 2% фактор остаточного сопротивления соответственно равен 1,8 и 3,91 (кр.3 рис.3). При обработке вышеуказанных пористых сред раствором наноструктуры концентрацией 3% фактор остаточного сопротивления в случае проницаемости 0,198 мкм^2 составляет 2,15, а для проницаемости 0,047 мкм^2 из-за закупорки пористой среды не определяется.

Заключение

Эксперименты показали, что супрамолекулярная каталитическая система на основе металлических и органических кластеров оказалась эффективным средством для регулирования водопроницаемости пористой среды. Это дает возможность использовать ее для изоляции водопритоков в добывающих нефтяных скважинах.

ЛИТЕРАТУРА

ГАСАНОВА, У.А. 2003. Синтез полифункциональнозамещеннных краун-соединений и применение их в стимулировании органических реакций. Диссертация на соискание ученой степени доктора химических наук. Баку. 414.

МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х., МАГЕРРАМОВ, А., ЮСИФЗАДЕ, Х. Б., ШАБАНОВ, А.Л. и др. 2005. Изучение влияния наночастицы железа и алюминия на процесс повышения интенсификации газовыделения и давления с целью применения в нефтедобыче. *Новости Бакинского Университета*, 1, 5-13.

САТТАРОВ, Р.М., САТТАРЗАДЕ, И.Р., ГУСМАНОВА, А.Т. 2010. Наномоделирование технологических процессов разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. *АНХ*, 1, 42-51.

ХАВКИН, А.Я. 2009. Наноявления в нефтегазодобыче. *Вестник РАН,* 79, 6, 519-522.

SMITH, F.W. 1970. The behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide in porous media. *Journal of Petroleum Technology,* 22, 2. 148-156.

© R.Ə.Musayev, Ş.M.Əliyeva, S.Z.Cəfərli, T.K.Cəbrayılova, 2003

MƏSAMƏLİ MÜHİT TƏRKİBİNİN VƏ SUYUN SƏTHİ FƏALLIĞININ ANTİPOLYAR MAYELƏRİN ŞAQULİ KAPİLLYAR QALXMA HÜNDÜRLÜYÜNƏ TƏSİRİNİN TƏDQİQİ

R.Ə.Musayev, Ş.M.Əliyeva, S.Z.Cəfərli, T.K.Cəbrayılova

AMEA Geologiya İnstitutu
AZ1143, Bakı, H.Cavid prosp., 29A

Məqalədə eksperimental tədqiqatlarla məsaməli mühitin gilliliyinin, karbonatlılığının, təmiz kvars qumunun qranulometrik tərkibinin və sintez edilmiş hidrofilləşdirmə qabiliyyətinə malik olan AF -12 səthi-fəal maddəsinin, eləcə də ekoloji cəhətcə təmiz ağac külünün antipolyar mayelərin şaquli kapillyar qalxma hündürlüyünə təsiri amilləri öyrənilmişdir.

Məlumdur ki, yataqların işlənilməsi dövründə, eləcə də neftveriminin artırılmasını təmin etmək üçün onlara müxtəlif fiziki, fiziki-kimyəvi və kimyəvi üsullarla təsir edildikdə lay sistemində termodinamiki şəraitin dəyişməsi ilə əlaqədar olaraq süzülmədə iştirak edən mayelərin bəzi xüsusiyyətləri qismən dəyişir. Belə ki, lay təzyiqinin və temperaturun aşağı düşməsi ilə əlaqədar olaraq neftdən qazın ayrılması, layın quyudibi sahəsinə parafin və asfalten-qatran birləşmələrinin çökməsi süxur səthinin islanma qabiliyyətinin inversiyasına səbəb olur. İslanmanın inversiyaya uğramasına lay sistemində süzülmə prosesində məsaməli mühitdə xromatoqrafik təsir nəticəsində neftin aktiv komponentlərinin parçalanması və adsorbsiya olması da təsir edir. Belə ki, süxur-kollektorunun məsaməli mühit səthi bir çox aktiv kimyəvi əlaqə yaradıcı mərkəzlərə malik olduğundan neftin tərkibində olan bütün polyar və qeyri-polyar (karbohidrogenli birləşmələr) səthi müəyyən həddə kimi hidrofoblaşdırmaq qabiliyyətlidir. Neft yataqlarının işlənilməsi prosesində lay daxilində hidrofoblaşmış sahələrin əmələ gəlməsi birinci növbədə metal-porfir xüsusiyyətli komplekslərin asfaltenin tərkibindən, sonra isə asfalten molekullarının adsorbsiya olması sayəsində baş verir (Мархасин, 1977). Bundan əlavə, polyar maddə qrupuna aid olan naften turşuları da süxur səthinə yaxşı adsorbsiya olunur (Мусаев,Халилов, 1969). Kimyəvi quruluşuna görə asfaltenə yaxın olan yüksək molekul çəkili qatran da adsorbsiyaya uğrayır. Adsorbsiya olunan bu molekullar əmələ gələcək hidrofob səthin təməlini təşkil edir. Şübhəsiz ki, adsorbsiyaolma miqdarı məsaməli mühiti təşkil edən süxurun mineraloji tərkibindən də asılıdır. Adsorbsiyaya uğrayan fəal komponentlər məsaməli mühitdə hidrofob xarakterli gel pərdə əmələ gətirir ki, bu da neftin süzülməsinə müqavimət göstərir. Neftin su ilə sıxışdırılması səmərəliliyi süxur səthi üzərində əmələ gəlmiş gel pərdəsinin qalınlığının azalması və ya parçalanması hesabına baş verir. Süxur səthi üzərində gelvari səthin parçalanması o vaxt baş verə bilər ki, suyun səthə adsorbsiya olma enerjisi neftin tərkibindən adsorbsiya olunan və səthi hidrofoblaşdıran fəal komponentlərin enerjisindən yüksək olsun. Belə şəraitdə məsaməli mühit səthində tam olmayan hidrofob sahələr yaranır.

Təbii neftdə olan müxtəlif karbohidrogen tərkibli mayelərin süxur səthini hidrofoblaşdırma qabiliyyətləri tədqiq edilərək müəyyən olunmuşdur ki, parafin və polisiklik aromatik karbohidrogenli mayelər naften əsaslı karbohidrogenlərə nisbətən terrigen və karbonatlı süxur səthlərini daha çox hidrofoblaşdırır (Михайлов, Сечина, 2009). Süxur tərkibində hidrosluidin və xloridin artması ilə bu karbohidrogenli mayelərin səthi hidrofoblaşdırma qabiliyyəti artır. Layların işlənilməsi prosesində məsaməli mühiti təşkil edən süxurun islanma qabiliyyətinin nəzərə alınmaması neft hasilatının aşağı düşməsinə, vaxtından əvvəl hasilat quyularının sulaşmasına səbəb ola bilər.

Qeyd etmək lazımdır ki, lay şəraitində yaranan kapillyar təzyiq neftin, suyun və qazın məsaməli mühitdə hərəkət dinamikasına çox böyük təsir göstərir. Aparılmış çoxsaylı tədqiqatlarla müəyyən edilmişdir ki, xaricdən hidrodinamiki təzyiqlər fərqi olmadan müxtəlif temperatur şəraitində polyar karbohidrogenli mayelərin su ilə və suyun karbohidrogenli mayelərlə hidrofil məsaməli mühitdən, çatvari modeldən və tək kapill-

yar borudan kapillyar sıxışdırma prosesi gedir (Абасов, Таиров и др., 1987). Qeyd edilir ki, məsaməli mühitin əvvəlcə su və ya karbohidrogenli maye ilə doydurulmasından asılı olmayaraq yüksək temperatur şəraitində mayenin antipolyar maye ilə kapillyar sıxışdırılması mövcuddur. Məsaməli mühit keçiriciliyinin sahə üzrə azalması və ya artması kapillyar sıxışdırma mexanizminə öz təsirini göstərir. Makro-qeyri-bircinsli neft laylarının işlənməsində kapillyar qüvvələr mayelərin bir lay qatından digərinə süzülməsinə kömək edir ki, bu da su-neft kontaktının nisbətən rəvan hərəkətini təmin edir (Musayev və b., 1997) Neftin və suyun çatvari məsaməli mühitə miqrasiyası prosesində kapillyar qüvvələrin təsiri ilə bu mayelərin ayrılıqda, eləcə də birlikdə laya hopması baş verir. Bu cür karbonatlı yataqların əksəriyyəti süxur səthi islanma amilinə görə hidrofil və hidrofob xassəli olaraq bir-birini əvəz edir (Абасов и др., 2004). Qeyd etmək lazımdır ki, çatvari-məsaməli yataqların sulaşmasında ən əsas amillərdən biri məsaməli blokların əksaxımlı su ilə kapillyar sıxışdırılmasıdır. Eksperimental tədqiqatlarla (Musayev və b., 2007) müəyyən edilmişdir ki, səthi hidrofob yönümlü süxurlardan təşkil olunmuş məsaməli mühitdən hidrofoblaşdırma xüsusiyyətinə malik olan məhlul ilə neftin düzaxımlı sıxışdırılması hidrofil xüsusiyyətli səthə nisbətən daha intensiv gedir. Eyni nəticə əksaxımlı kapillyar sıxışdırmada da müşahidə edilir. Hidrofil səthli məsaməli mühitdən neftin eyni xassəli məhlul ilə düzaxımlı kapillyar sıxışdırma prosesi, hidrofob xassəli məhlula nisbətən az vaxt ərzində bitməklə yanaşı, maksimal sıxışdırma əmsalı verir. Karbonatlı süxurlarda isə neftin ayrı-ayrı bloklardan su ilə sıxışdırılması düz və əksaxımlı kapillyar hopma ilə gedir. Bununla yanaşı, kapillyar təzyiqin yaratdığı hərəkətedici qüvvə nəticəsində qum dənəcikləri səthinin su ilə islanması və neft təbəqəsinin yuyulması baş verir.

Qeyd etmək lazımdır ki, hidrofil xüsusiyyətli məsaməli mühitdən neftin su ilə sıxışdırılması prosesində yaranan kapillyar təzyiqlər fərqi kapillyar təzyiqə bərabər olur və aşağıdakı tənliklə ifadə oluna bilər (Сургучев, 1965).

$$P_K(S) = P_{su} - P_N = \frac{2\sigma\cos\theta}{k/m} J(S)$$

P_N və P_{su} – müvafiq olaraq neft və suya olan təzyiq; m və k – məsaməlik və keçiricilik; σ – fazalararası səthi-gərilmə; θ – məsaməli mühitin su ilə islanma bucağı; $J(S)$ – Leveret funksiyası.

Karbohidrogenli mayelərin xlorid turşusu və qələvi məhlulları ilə temperaturdan asılı olaraq düz və əksaxımlı kapillyar sıxışdırma mexanizmi də araşdırılmışdır (Таиров и др, 1982, Таиров и др, 1984). Sıxışdırıcı mayenin islatma qabiliyyətinin, temperaturun və məsaməli mühitin gilliliyinin neftin düzaxımlı kapillyar sıxışdırmaya təsiri (Мусаев и др., 2004) işdə öz əksini tapmışdır. Müəyyən edilmişdir ki, "fasilə lay dəstəsi" neftinin kvars qumundan düzəldilmiş lay modelindən düzaxımlı kapillyar sıxışdırılması prosesində maksimal neftvermə əmsalı 0,62% hidrofil xassəli kimyəvi maddə məhlulu ilə sıxışdırıldıqda əldə edilir. Bu əmsal hidrofob xassəli məhlula görə 10% çoxdur. Neftin hidrofil və hidrofob məhlullar ilə sıxışdırılma prosesinə temperatur müsbət, məsaməli mühit tərkibində gilin miqdarı isə mənfi təsir göstərir. Məsaməli mühitin gilliliyinin və karbonatlığının neftin faza keçiriciliyinə təsiri də tədqiq edilmişdir.

Tədqiqatların nəticəsi göstərmişdir ki, maye ilə eyni doyumda gilli məsaməli mühitin neftə görə faza keçiriciliyi karbonatlı məsaməli mühitə nisbətən azdır. Süxur səthi hidrofil və hidrofobluğunun faza keçiriciliyinə təsiri amilini öyrənmək üçün (Мусаев и др., 1998) terrigen və karbonatlı laylardan götürülmüş kern nümunələrindən istifadə edilmişdir. Müəyyən edilmişdir ki, eyni su ilə doyma şəraitində hidrofob xarakterli məsaməli mühitin karbohidrogenli mayelər üçün faza keçiriciliyi hidrofil mühitə nisbətən çoxdur. Məsaməli mühitin 70%-ə qədər su ilə doyumunda miqdarında hidrofil və hidrofob xarakterli süxurlar üçün suya görə faza keçiriciliyi praktiki olaraq eynidir. Bu doymadan sonra isə hidrofob süxur üçün suya görə faza keçiriciliyi bir qədər artır. 50^0C temperatur şəraitində faza keçiriciliyi karbohidrogenli mayelər üçün artır, su üçün isə azalır. Sinergetik effektli və müxtəlif kimyəvi xassəli maddə məhlullarının neftin düz və əksaxımlı kapillyar sıxışdırma mexanizminə təsiri öyrənilmişdir (Musayev və b., 2008). Müəyyən edilmişdir ki, tərkibində təbii səthi-fəal maddələr olan işlənmiş sulfat turşusu məhlulu silikat-qələvi məhluluna nisbətən neftin kapillyar sıxışdırma sürətini və neftsıxışdırma əmsalını daha çox artırır.

Aparılmış laboratoriya tədqiqatları (Таиров, 1981) ilə müəyyən edilmişdir ki, məsaməli mühitdə temperatur və qum dənəcikləri

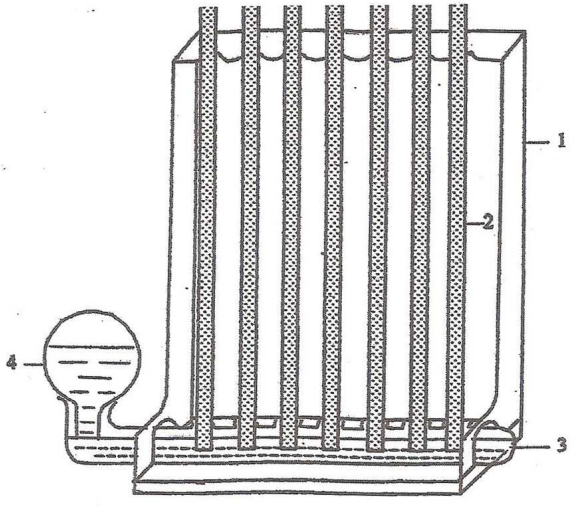
ölçüsünün artması içməli suyun kapillyar qalxmasının azalmasına səbəb olur. Qeyd etmək lazımdır ki, qum dənəcikləri ölçüsünün mineral tərkibli suların və karbohidrogenli mayelərin kapillyar qalxma hündürlüyünə təsiri praktiki olaraq öyrənilməmişdir.

Beləliklə, cari ədəbiyyat məlumatlarının təhlili göstərir ki, kapillyar qüvvələr neft yataqlarının işlənilməsi prosesində onlara qələvi, turşu, səthi-fəal və başqa kimyəvi maddələrlə təsirdə daha çox əhəmiyyət kəsb edir.

Yuxarıda deyilənləri nəzərə alaraq təqdim olunmuş məqalədə məsaməli mühit tərkibinin suyun səthi fəallığının antipolyar mayelərin şaquli kapillyar qalxma hündürlüyünə təsiri amilləri tədqiq edilmişdir. Bunun üçün təcrübələrdə müxtəlif fraksiyalı kvars qumundan, gil və əhəngdaşından istifadə edilmişdir.

Tədqiqat işlərini aparmaq üçün 1-ci şəkildə göstərilən model düzəldilmişdir. Bu model eni və uzunu 1 m olan taxta çərçivədən (1), 1 m uzunluğu və daxili diametri 0,014-0,016 m olan şüşə borulardan ibarətdir (2). Bu şüşə borular tədqiq olunan qum fraksiyaları ilə doldurularaq şaquli vəziyyətdə bir tərəfi keçirici qapaqla örtülmuş, tədqiq olunan maye əlavə edilmiş və üfüqi vəziyyətdə şüşə modelin içərisinə qoyulmuşdur (3). Mayenin səviyyəsini sabit saxlamaq üçün üfüqi modelin açıq tərəfinə tədqiq olunan maye ilə dolu kolba qoyulmuşdur (4). Tədqiqatlarda kapillyar qalxma hündürlüyünü təyin etmək üçün Xəzər dənizinin suyundan istifadə edilmişdir (1-ci cədvəl).

Birinci silsilə təcrübələrdə kvars qumu dənəciklərinin ölçüsü nəzərə alınmaqla dəniz suyunun vaxtdan asılı olaraq kapillyar qalxma hündürlüyü təyin edilmişdir (2-ci şəkil, əyrilər 1, 2, 3). Təcrübədən alınan məlumatlar göstərmişdir ki, qum dənəcikləri ölçülərinin artması ilə dəniz suyunun kapillyar qalxma hündürlüyü azalır. Belə ki, 50 sutka keçdikdən sonra 0,2 mm-dən yüksək fraksiyalı məsaməli mühitdə dəniz suyunun qalxma hündürlüyü 35 sm təşkil edirsə, 0,4 mm-dən böyük fraksiyalar ilə düzəldilmiş modeldə bu qalxma hündürlüyü 51% azalır. 2-ci şəkildə verilmiş 1, 2 və 3 əyrilərinin müqayisəsi göstərir ki, dəniz suyunun şaquli intensiv qalxma vaxtı kvars qumun fraksiya tərkibindən asılı olmayaraq, 10 sutka təşkil edir. Bu vaxt ərzində suyun məsaməli mühitdə kapillyar qalxımı qum fraksiya tərkibindən asılı olaraq 71-90% təşkil edir.

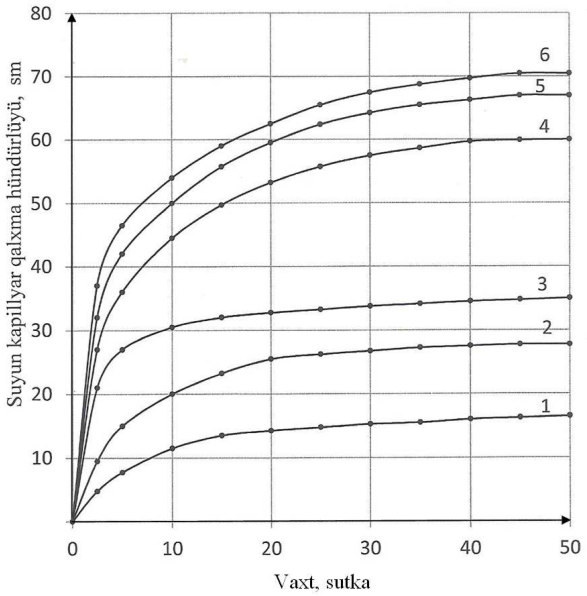


1-ci şəkil. Təcrübə qurğusu

1-ci cədvəl

Dəniz suyunun kimyəvi tərkibi

Anion və kationlar	Ekvivalentlik mq/ekv.	Palmerə görə dərəcə
Na + K	154,0	I dərəcə duzluluq S_1=65, 6%, II dərəcə duzluluq S_2=33,4%, II dərəcə qələvilik, A_2=1,8%
Ca^{2}	16,0	
Mg^{2}	56,0	
Cl^{-}	166,0	
SO^{2-}_{4}	58,0	
HCO^{-}_{3}	2,0	
Cəmi	452	



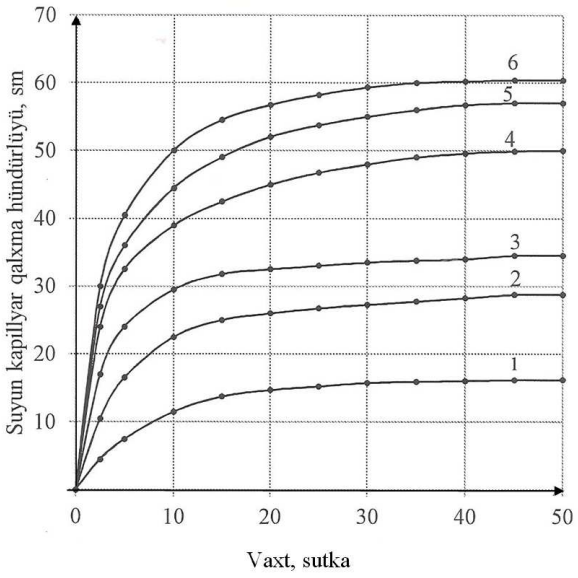
2-ci şəkil. Dəniz suyunun kapillyar qalxma hündürlüyünün vaxtdan asılılıq əyriləri. Kvars qumu dənəciklərinin 0,4; 0,315 və 0,2 mm-dən böyük fraksiyalarından (1, 2, 3) və onlara 10% gil əlavə edilməklə (4, 5, 6) düzəldilmiş modellər.

Aparılmış təcrübələrlə bir daha isbat olunmuşdur ki, qum dənəcikləri ölçülərinin azalması suyun kapillyar qalxımını artırır.

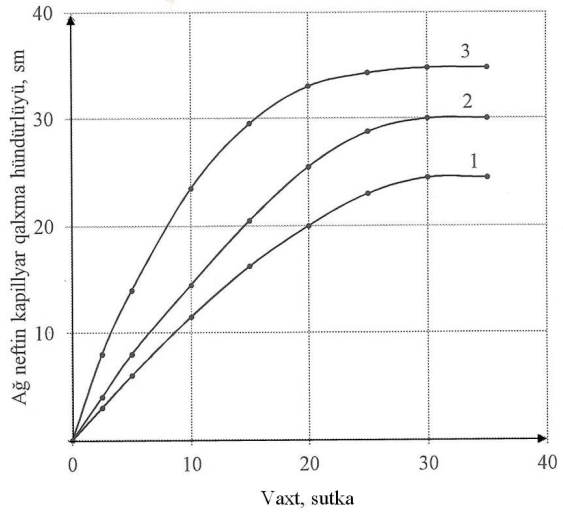
Süxurun tərkibində olan gil və karbonatlı birləşmələrin ayrılıqda dəniz suyunun kapillyar qalxma hündürlüyünə təsiri də öyrənilmişdir. Bunun üçün istifadə olunmuş üç növ kvars qumu fraksiyalarına 10% montmorillonit gili və yaxud kalsium karbonat ($CaCO_3$) əlavə edilərək qarışdırılmış, onların əsasında müxtəlif kapillyar ölçüyə malik olan məsaməli mühit modelləri hazırlanmışdır. Alınan tədqiqat məlumatları əsasında qurulmuş asılılıqlar 2-ci və 3-cü şəkillərdə verilmiş 4, 5 və 6 əyrilərində öz əksini tapmışdır. Bu əyrilərin müqayisəsindən aydın olur ki, 10%-li montmorillonit gili qarışığı ilə hazırlanmış məsaməli mühitin kapillyarlarında dəniz suyunun qalxma hündürlüyü karbonat qarışığı ilə hazırlanmış modelə nisbətən daha yüksəkdir. Məsələn, 0,2 mm-dən yüksək fraksiyalı kvars qumuna 10% montmorillonit gili əlavə edildikdə 50 sutkadan sonra dəniz suyunun qalxma hündürlüyü 73,0 sm təşkil edirsə (2-ci şəkil, əyri 6), modelə karbonatlı süxur əlavə edildikdə bu artım 13 sm azdır (3-cü şəkil, əyri 6). Verilmiş əyrilərin müqayisəsindən aydın olur ki, gilli məsaməli mühitdə dəniz suyunun kapillyar qalxma hündürlüyü daha intensiv gedir. 2-ci şəkildə verilmiş 4, 5 və 6 əyrilərini şərti olaraq 3 hissəyə bölmək olar. Birinci hissədə 10 sutka müddətində dəniz suyunun ümumi qalxma hündürlüyü 72,6; 74,8 və 76,8%, sonrakı 25 sutkada orta hesabla 21,9% (24,5; 20,6%) və nəhayət, sonuncu 15 sutka müddətində isə 5,0–3,0% olmuşdur. Ümumiyyətlə, dəniz suyunun kapillyar qalxma hündürlüyü gilli məsaməli mühitdə praktiki olaraq 40 sutka davam etmişdir.

İkinci silsilə tədqiqatlarda karbohidrogenli maye tərkibinin kapillyar qalxma hündürlüyünə təsiri tədqiq edilmişdir. Təcrübələri aparmaq üçün fraksiya tərkibi 0,2 mm-dən yüksək olan kvars qumundan və ona 10% gil və yaxud kalsium karbonat əlavə edilmiş qarışıqlarla düzəldilmiş məsaməli mühit modellərindən istifadə edilmişdir. Karbohidrogenli maye timsalında polyar hissəciklərdən təmizlənmiş ağ neft və "palçıq pilpiləsi" nefti götürülmüşdür. Bu neftin fiziki-kimyəvi xassələri: sıxlığı – 910 kq/m^3; özlülüyü 20^{0}C temperaturda – 83 mPa•s; tərkibində qatran – 25%; parafin – 8%; asfaltenlər – 3,6%; naften turşuları – 4,4% və dəniz suyu sərhədində səthigərilmə əmsalının qiyməti 16,7 mN/m-dir.

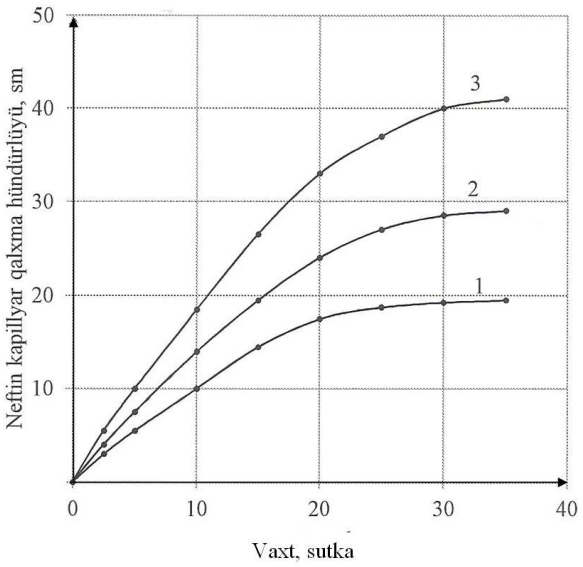
4-cü və 5-ci şəkillərdə verilmiş əyrilərin müqayisəsindən görünür ki, polyar olmayan ağ neftin tərkibində 10% "palçıq pilpiləsi" nefti olan karbohidrogenli maye nümunəsinin karbonatlı məsaməli mühit modelində kapillyar qalxma hündürlüyü ağ neftə nisbətən (4-cü şəkil, əyri 3)



3-cü şəkil. Dəniz suyunun kapillyar qalxma hündürlüyünün vaxtdan asılılıq əyriləri. Kvars qumu dənəciklərinin 0,4; 0,315 və 0,2 mm-dən böyük fraksiyalarından (1, 2, 3) və onlara 10% kalsium karbonat əlavə edilməklə (4, 5, 6) düzəldilmiş modellər.



4-cü şəkil. Ağ neftin kapillyar qalxma hündürlüyünün vaxtdan asılılıq əyriləri
1 – 10%-li gilli məsaməli mühit; 2 – kvars qumlu məsaməli mühit; 3 – 10%-li karbonatlı məsaməli mühit



5-ci şəkil. Neftin kapillyar qalxma hündürlüyünün vaxtdan asılılıq əyriləri
1 – 10%-li gilli məsaməli mühit; 2 – kvars qumlu məsaməli mühit; 3 – 10%-li karbonatlı məsaməli mühit

yüksək olmaqla yanaşı, 25 sutka dövründə monoton artımla müşahidə edilir. Məlumdur ki, karbonatlı süxur nümunələri kvars qumuna və gilə nisbətən hidrofob xüsusiyyətlidir. Digər tərəfdən, ağ neftə əlavə edilmiş palçıq pilpiləsi nefti tərkibində olan asfalten, qatran və naften turşuları səthi hidrofobləşdırma qabiliyyətinə malikdirlər. Belə ki, təmiz kvars lövhəsinin 24 saat aktiv komponentlərin ayrılıqda polyar olmayan ağ neftdəki 0,5-1,0%-li məhlullarında saxlanılmasından sonra içməli su damcısının islatma bucağı 20^0-dən 60-80^0-yə qədər yüksəlir. Buna görə də məsaməli mühit səthinin əlavə olaraq hidrofobləşması hidrofob xarakterli maye nümunəsinin kapillyar qalxma hündürlüyünə müsbət təsir göstərir. Şəkillərdə verilmiş 1 və 3 əyrilərinin müqayisəsi göstərir ki, karbohidrogenli mayelərin nisbətən kiçik kapillyar qalxma hündürlüyü hidrofil xüsusiyyətli gilli məsaməli mühit modelində alınmışdır. Təmiz kvars qumu modellərində ağ neft və ona 10% neft əlavə edilmiş karbohidrogenli maye nümunələrinin kapillyar qalxma hündürlüyü praktiki olaraq 30 sm təşkil edir.

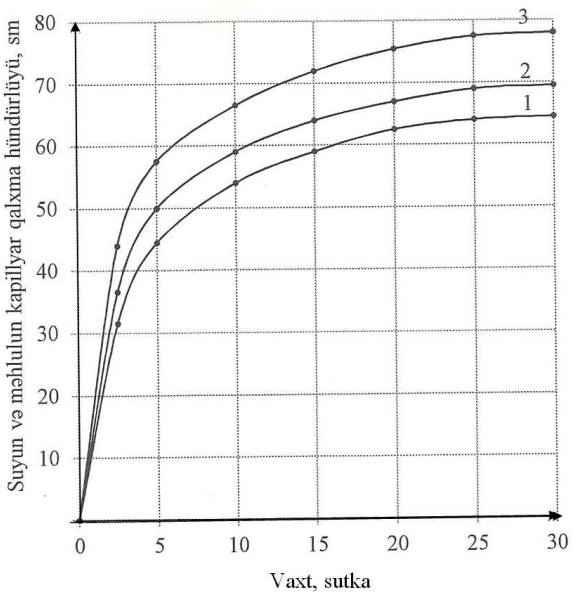
Məlumdur ki, kapillyar qüvvələr neft yataqlarının səthi-fəal maddə, qələvi, turşu və başqa kimyəvi maddə məhlulları ilə işlənməsi zamanı özünü daha çox büruzə verir. Bununla əlaqədar olaraq laboratoriya tədqiqatlarında neft sənayesində geniş tətbiq olunan suda həll olan AF–12 və ekoloji cəhətcə təmiz ağac külündən istifadə edilmişdir. Bu maddə məhlullarının staloqmometrik üsulla ağ neft sərhədində təyin olunmuş səthi-gərilmə qiymətləri 2-ci cədvəldə verilmişdir.

Cədvəldə göstərilmiş rəqəmlərdən aydın olur ki, səthi-gərilmə qüvvələrinin qiymətinə maddə növü və məhlulun qatılığı təsir edir. Kimyəvi maddələr əsasında sintez edilmiş və hazırda neft sənayesi üçün istehsal edilən ionlaşmayan AF–12 maddə məhlulları ekoloji cəhətcə təmiz olan ağac külü məhlullarına nisbətən az fəallığa malikdir. Belə ki, 0,08% ağac külü məhlulu ağ neft sərhədində səthi-gərilməni 47,3 mN/m-dən 4,3 mN/m-ə qədər salırsa, AF-12 məhlulu yuxarıda göstərilən qatılıqda səthi-gərilməni 6,8 mN/m-ə qədər azaldır. AF-12 və ağac külü maddələrinin 0,25%-li məhlullarının 10% gil qatılmış 0,2 mm-dən böyük fraksiyalı kvars qumu ilə hazırlanmış məsaməli mühitdə qalxma hündürlüyünü göstərən asılılıq əyriləri 6-cı şəkildə verilmişdir. Bu asılılıq əyrilərinin təhlili göstərir ki, ağac külünün dəniz suyundakı 0,25%-li məhlulu AF-12 maddə məhluluna nisbətən daha yüksək qalxma hündürlüyünə malikdir. Bu maddə məhlullarının neftlə hidrofobləşdırılmış kvars lövhəsi səthini islatma qabiliyyətləri məlumatları göstərmişdir ki, 0,25% ağac külü dəniz suyuna əlavə edildikdə islanma bucağı 80^0-dən 35^0-ə qədər azalır. Bu məhlul islanma bucağını (45^0) AF-12 məhluluna nisbətən 17^0-dən çox aşağı salır. Başqa sözlə, ağac külü məhlulu süxur səthini daha çox hidrofilləşdirmə qabiliyyətinə malikdir. Bu amillə yanaşı, məhlulun daha fəal olması sayəsində onun kapillyar qalxma hündürlüyü AF-12 məhluluna nisbətən təxminən 10 sm yüksək alınır.

2-ci cədvəl

Səthi-gərilmə qiymətləri, mN/m

	Məhlulun qatılığı,%							
SFM	0,0	0,04	0,08	0,12	0,16	0,20	0,25	0,3
AF-12	47,3	7,5	6,8	6,0	5,5	5,0	4,6	4,2
Ağac külü	47,3	5,2	4,3	3,5	3,0	2,5	2,1	1,8



6-cı şəkil. Dəniz suyunun (1), AF-2 (2) və ağac külü (3) məhlullarının gilli məsaməli mühitdə kapillyar qalxma hündürlüyünün vaxtdan asılılığı

Beləliklə, aparılmış laboratoriya tədqiqatları əsasında müəyyən edilmişdir ki, süxur daxilində olan gil hissəciklərinin hidratasiyaya uğraması, karbonatlı birləşmələrin süxur səthi hidrofobluğunu artırması, müvafiq olaraq, məsaməli mühitdə suyun və karbohidrogenli mayenin kapillyar qalxma hündürlüyünə müsbət təsir göstərir. Suyun səthi-gərilmə əmsalı qiymətinin azalması gilli məsaməli mühitdə onun şaquli kapillyar qalxma hündürlüyünə müsbət təsir göstərir. Bir daha isbat olunmuşdur ki, məsaməli mühitin qum dənəcikləri ölçülərinin azalması suyun kapillyar şaquli qalxma hündürlüyünü artırır.

ƏDƏBIYYAT

MUSAYEV, R.Ə., CƏBRAYILOVA, T.K, ƏSƏDOV, Ə.İ. 1997. Qeyri-bircins qatlı laylarda istismar quyularının sulaşmasına təsir edən amillərin təcrübi tədqiqi. *Azərbaycan neft təsərrüfatı*, 1, 16 -20.

MUSAYEV, R.Ə., KƏRİMOVA, F.H., ƏLİYEVA, Ş.M. 2007. Süxur və sıxışdırıcı mayenin islatma qabiliyyətlərinin karbohidrogenli mayelərin kapillyar sıxışdırma mexanizminə təsiri. *Azərbaycan EA Xəbərləir. Yer elmləri*. 3, 60-64.

MUSAYEV, R.Ə.,KƏRİMOVA, F.H., ƏLİYEVA, Ş.M. 2008. Sinergetik effektli məhlulların kapillyar sıxışdırmaya təsiri. *Azərbaycan EA Geologiya İnstitutunun əsərləri*, 36, 88-93.

АБАСОВ, М.Т., ТАИРОВ, Н.Д., ВЕЗИРОВ, Д.Ш., КЕРИМОВА, Ф.Г. 1987. Капиллярные явления и нефтеотдача. вып. 147, Баку. Элм.

АБАСОВ, М.Т., АЛИЯРОВ, Р.Ю., КОНДРУШКИН, Ю.М., МУСАЕВ, Р.А. и др. 2004. Смачиваемость пород коллекторов в процессе разработки залежей. *Нефтяное хозяйство*, 8, 69-71.

МАРХАСИН, И.А. 1977. Физико-химическая механика нефтяного пласта, Недра. Москва. 214.

МИХАЙЛОВ, Н.Н., СЕЧИНА, Л.С. 2009. Особенности смачивания природных нефтенасыщенных коллекторов. В кн.: Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов, Т.1, Москва, 80-85.

МУСАЕВ, Р.А., ХАЛИЛОВ, Э.Г. 1969. Об адсорбции активных компонентов нефти при обработке призабойной зоны скважин нефтью. В кн.: Разработка нефтяных и газовых месторождений Азербайджана, Баку. 112-116.

МУСАЕВ, Р.А., КЕРИМОВА, Ф.Г. 2004. Влияние смачивающей способности вытесняющей жидкости, температуры и глинистости пористой среды на прямоточное капиллярное вытеснение нефти, *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 2, 94-97.

МУСАЕВ, Р.А., КЕРИМОВА, Ф.Г., ГАШИМОВ, А.Ф. 1998. Влияние смачиваемости породы на фазовую проницаемость. *Известия НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 2, 64-67.

СУРГУЧЕВ, М.Л. 1965. Импульсное (циклическое воздействие на пласт, как метод повышения нефтеотдачи. *Нефтяное хозяйство*, 3, 17- 21.

ТАИРОВ, Н.Д, КЕРИМОВА, Ф.Г., БАРЯКИНА, М.А. 1982. Экспериментальное изучение влияния температуры и концентрации соляной кислоты на капиллярное вытеснение нефти. *Известия АН Азерб.ССР, Серия Наук о Земле*, 3, 63-68.

ТАИРОВ, Н.Д., ВЕЗИРОВ, Д.Ш., КЕРИМОВА, Ф.Г. 1984. Влияние концентрированных растворов щелочи на противоточное капиллярное вытеснение нефти водой при высоких температурах. Доклады АН. Азерб. ССР, т.38, 7, 60-64.

ТАИРОВ, Н.Д. Нефтеотдача глубокозалегающих пластов, Москва. Недра, 1981, 126.

Məqaləyə Azərbaycan MEA-nın müxbir üzvü Z.Y.Abbasov rəy vermişdir

© Г.Г.Исмайылов, Н.М.Сафаров, Р.Г.Нурмамедова, С.Т.Алиев, 2013

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ФРАКТАЛЬНОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СТРУКТУРНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ И СВОЙСТВ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Г.Г.Исмайылов, Н.М.Сафаров, Р.Г.Нурмамедова, С.Т.Алиев

НИПИ «Нефтегаз», ГНКАР
AZ1012, Баку, просп. Зардаби, 88А

В статье на основе экспериментальных и теоретических исследований авторами выявлено, что диагностирование структурного состояния водонефтяных эмульсий целесообразно в рамках фрактального анализа, который может служить инструментом для изучения скрытого порядка в динамике неупорядоченных систем, каковыми являются водонефтяные эмульсии. Также предположено, что с применением фрактальной геометрии в дальнейшем возможно установление корреляционных зависимостей между фрактальной размерностью и физико-химическими свойствами водонефтяных систем.

Введение

В последние годы темп нефтедобычи в Азербайджане, тесно связанный с интенсивным освоением новых нефтяных месторождений и совершенствованием существующих методов добычи на месторождениях, находящихся на поздней и завершающей стадии разработки, сопровождается рядом нежелательных последствий и прежде всего значительным снижением добычи нефти при резком росте обводненности скважинной продукции.

В процессах добычи нефти и ее транспортировки по нефтепромысловым трубопроводам происходит интенсивное перемешивание взаимонерастворимых флюидов «вода-нефть», вследствие чего через определенные периоды разработки залежей эти компоненты, соединяясь между собой, создают полидисперсную систему – водонефтяные эмульсии. Образование водонефтяных систем (т.е. эмульсий) ставит определенные актуальные вопросы, подлежащие скорому решению в области добычи, сбора и транспортировки в промысловых условиях. Обводненность нефти вызывает серьезные осложнения (более интенсивное осадкообразование, повышение температуры застывания нефти, увеличение ее вязкости и т.д.) при добыче, сборе и подготовке нефти, а добываемые нефти по своим физико-химических свойствам, как правило, относятся к реологически сложным жидкостям, в большинстве случаев обладают аномальными свойствами и являются неньютоновскими, что вызывает дополнительные затруднения при разработке нефтяных месторождений, а также при подготовке и транспортировке этих нефтей (Мирзаджанзаде и др., 2005).

В этой связи вопросы образования водонефтяных систем и их диагностирование всегда актуальны и остаются предметом исследования широкого круга ученых и специалистов нефтяной промышленности Азербайджана.

Известно, что пластовая система представляет собой сложную гидродинамическую систему, состояние которой зависит от большого количества факторов, имеющих случайную природу. Это, в свою очередь, отражается на нелинейностях и неоднородностях происходящих в пласте процессов (Мирзаджанзаде, Шахвердиев, 1997).

К сожалению, используемые на сегодняшний день методы обработки промысловой информации не всегда адекватно отражают реальные процессы, происходящие в пластовой системе и в структуре самой добываемой продукции. Для комплексной оценки современного состояния различных природных структур необходимо проводить исследования с использованием инструментов не только классических научных методик, разработанных и апробированных в системе наук о Земле, но и новейших физических, математических, компьютерных знаний и технологий, которые позволяют моделировать и прогнози-

ровать возможные тенденции в изменении структуры и свойств природных объектов. Одним из таких инструментов, позволяющих анализировать современное состояние природных объектов, обусловленность их развития геолого-географическими особенностями территории и антропогенной нагрузкой, является фрактальный анализ.

Исследования последних лет показывают, что явления в средах со сложной неупорядоченной структурой часто обнаруживают масштабную инвариантность-фрактальность пространственных и временных свойств. Нефтяная или газовая залежь со скважинами и всеми коммуникациями представляет собой сложную динамическую систему, для проектирования, анализа и управления которой необходимы новые подходы, основанные на принципах и методах теории диссипативных систем. Динамика многих технологических процессов нефтедобычи носит колебательный характер, и поэтому актуальным при изучении таких процессов является применение методов, позволяющих на основе анализа особенностей колебаний оценить состояние, степень неравновесности процессов и своевременно принять обоснованное решение по их управлению (Олемской, 2009). Само понятие фрактал (термин происходит от латинского слова fractus, что означает «делить, разбивать на части») было введено французским математиком польского происхождения Бенуа Мандельбротом в семидесятые годы. По мнению Мандельброта, «Фракталом называется структура, состоящая из частей, которые в каком-то смысле подобны целому» (Mandelbrott, 1982). Другими словами, фрактал – геометрическая форма, которая может быть разделена на части, каждая из которых – уменьшенная версия целого. Фундаментальные принципы фрактальной теории рассмотрены в трудах Б.Мандельбротта, М.Шредера, Е.Федера, Р.М.Кроновера, Х.О.Пайтгена, П.Х.Рихтера, А.Д.Морозова, С.В.Божокина, Д.А.Паршина и др. (Федер, 1991; Mandelbrott, 1982). Строгое определение фрактальной размерности восходит к работам Г.Минковского и Ф.Хаусдорфа. В реальных процессах и объектах фрактальные структуры образуются за счет кластерообразования при агрегации отдельных частиц, осадкообразования, неустойчивости фронта вытеснения из пористой среды одной жидкости другой, перемешивания жидкостей и т.д.

Динамические процессы, для которых имеет место масштабная инвариантность, подчиняются законам фрактальной геометрии. Фрактальность можно наблюдать в поведении таких временных процессов нефтегазодобычи, как колебания дебита, давления и т.д., когда при уменьшении шага замеров выявляются все новые особенности изучаемых параметров. Характер их колебаний зависит как от внешних воздействий, так и от неравновесных процессов фильтрации многофазных систем и несет в себе информацию о состоянии и поведении пластовой системы. (Сулейманов, 2006). В частности, напряженные крупномасштабные фрактальные структуры возникают при закачке в пласт воды, газа и других агентов, поддерживающих пластовое давление. Наличие фрактальных структур может быть связано с загрязнением прискважинных зон пласта. Очистка этих зон сводится к разрушению этих фракталов и требует значительных затрат времени и средств.

Определение фрактальных характеристик технологических показателей работы скважин позволяет проводить раннее диагностирование изменения состояния системы «пласт-скважина» и осуществлять своевременное регулирование режима работы скважин с целью оптимизации процесса разработки.

Необходимо отметить, что фрактальная размерность содержит сжатую количественную информацию о непрерывно меняющемся множестве случайных геометрических конфигураций. Возможности фрактальной геометрии используются при изучении различных процессов нефтегазодобычи, интерпретации результатов геофизических и гидродинамических исследований (Ролдугин, 2003), для оценки фильтрационных свойств пористой среды (Сулейманов, 1993).

Фрактальная размерность также является показателем сложности кривой. Анализируя чередование участков с различной фрактальной размерностью и тем, как на систему воздействуют внешние и внутренние факторы, можно научиться предсказывать поведение системы и, что самое главное – диагностировать и предсказывать нестабильные со-

стояния диссипативных структур. Предполагается, что фрактальная размерность определенной величины может использоваться как индикатор кризиса или предупреждающий сигнал катастрофы «SOS».

Немаловажен и тот факт, что универсальные законы организации структуры вещества возникают и проявляются при переходе от микроскопического уровня описания на более высокие уровни макроскопического описания. Оглядываясь на нефтегазовый комплекс наук, можно заметить, что здесь успехи применения фракталов пока не совсем значительные.

Исходя из вышеуказанного, у авторов появилось предположение, что фрактальное моделирование стало технологической потребностью и может служить инструментом для изучения скрытого порядка в динамике неупорядоченных систем, каковыми являются водонефтяные эмульсии.

Постановка задачи и методика испытаний

В данной статье авторами была сделана попытка применения фрактального подхода к анализу структурных изменений, имеющих место в процессе обводнения и температурных воздействий на водонефтяные системы. С целью проведения испытаний на основе безводной продукции скважины № 43 месторождения «Мурадханлы» в лабораторных условиях путем искусственного обводнения, т.е. добавления различных порций воды, и механического перемешивания были изготовлены образцы водонефтяных эмульсий.

Результаты исследований и их обсуждение

Учитывая тот факт, что существенное влияние на свойства нефтей оказывает качественный и количественный состав природных, так называемых « черных» эмульгаторов – асфальтенов, смол и парафинов, ассоциаты которых склонны к структурообразованию и приводят к появлению аномалий вязкости нефти, вначале был исследован состав испытуемой нефти и определены процентные содержания следующих физико-химических показателей:

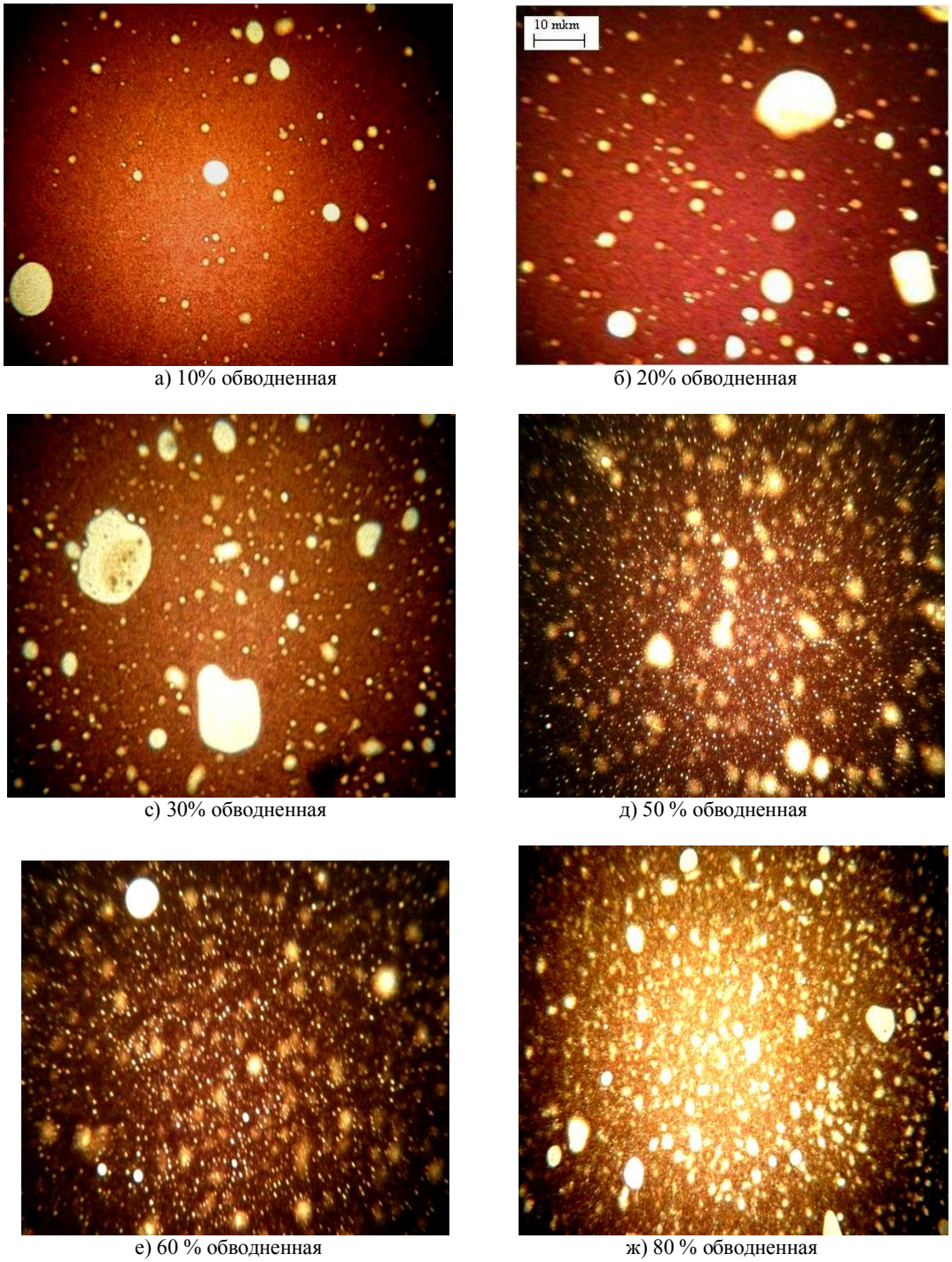
1. Парафин –10-12 % . 2. Асфальтен – 9,2 % . 3. Смолы – 1,7 % . 4. Мех. примеси – 1,5 % . 5. Плотность – 969 кг/м^3 . 6. Вода – следы. 7. Количество солей – 2335 мг/дм^3. 8. Кинематическая вязкость – 86,6 сСт .

По мнению многих авторов, особое место среди микроскопических методик занимает аналитическая просвечивающая электронная микроскопия, позволяющая выявить и зафиксировать структурные и фазовые неоднородности, их связанность между собой, межфазные и переходные зоны, градиентные структуры, индивидуальные макромолекулы в матрице и на поверхности субстратов. В отличие от других методов, электронная микроскопия исследует объекты, не усредняя их по ансамблю. В монографиях В.М. Лукьяновича, Р. Хенденрайха, Г. Шиммеля, С. Ахарони и других исследователей подробно описаны методики препарирования гетерогенных систем, рассмотрены различные способы обработки изображений и приведены конкретные результаты применения электронной микроскопии (Лукьянович, 1960).

Принимая во внимание, что исходным пунктом визуального анализа являются микрофотографии, позволяющие проанализировать взаимное расположение частиц, в данной работе для изучения структурных изменений и определения фрактальной размерности был применен известный в науке метод «анализа микрофотографий», т.е. метод оптического сканирования (Аббасов, 1973).

Из свежеизготовленных образцов водонефтяных эмульсий различной обводненности при разных температурах были взяты пробы в виде капель и нанесены на стеклянные слайды, структуру которых изучали с помощью электронного микроскопа типа Nu-2E. Полученные методом дифракции снимки увеличивали в 60 раз (Zoom x60) и через зафиксированный (с целью неизменного сохранения фокусного расстояния) окуляр электронным фотоаппаратом производили цифровые снимки. В снимках нефтяные капли (в дальнейшем будем их называть глобулами) отражались черным цветом, а водяные глобулы – светлым.

В качестве примера на рис 1 приведены выборочные микроскопические изображения исследуемых водонефтяных эмульсий при t=20^0 C.



а) 10% обводненная

б) 20% обводненная

с) 30% обводненная

д) 50 % обводненная

е) 60 % обводненная

ж) 80 % обводненная

Рис. 1. Микроскопические изображения обводненных эмульсий

Как видно из вышеприведенных слайдов, с увеличением степени обводненности в структурах водонефтяных систем происходят заметные изменения, причины которых будут подробно описаны ниже.

Далее для определения среднего диаметра глобул был использован классический клеточный способ, когда полученный график (в нашем случае –цифровое изображение) накрывают серией сеток так же, как и для геометрических фракталов. Т.е. на преобразованное изображение накладывали единую

сетку, разбитую на множество квадратов с количеством N со стороной δ (в данных расчетах $\delta = 6{,}11$ *мкм)*. Затем с помощью нижеуказанной формулы подсчитывали общее число квадратов и число квадратиков, затронутых водяными глобулами:

$$D = \lim_{\delta \to 0} \frac{\ell n N(\delta)}{\ell n (\frac{1}{\delta})}$$

В каждом исследуемом проценте обводненности водонефтяных эмульсий, используя метод оценки воспроизводимости и точности измерений, по критерию Стьюдента было оценено значение $d_{ср}$ среднего диаметра глобул эмульсий с доверительной вероятностью $\alpha \approx 0{,}995$, точность определения которых составила примерно 2,9 % (Аббасов, 1973).

На рис. 2 приведена зависимость средних диаметров глобул от степени обводненности водонефтяных систем. Как видно из кривой, средний диаметр глобул доходит до максимума примерно при степени обводненности 20%, затем начинает резко снижаться. Анализ данных показал, что при обводненности в интервале 20-40 % водонефтяная смесь претерпевает заметные структурные изменения. Диаметры глобул уменьшаются, и их распределение в структуре носит монодисперсный характер. Начиная с 50% обводненности, монодисперсные капли формируют уплотненную структуру, создавая так называемую фазу «эмульсии-гели», и далее показатели стабилизируются.

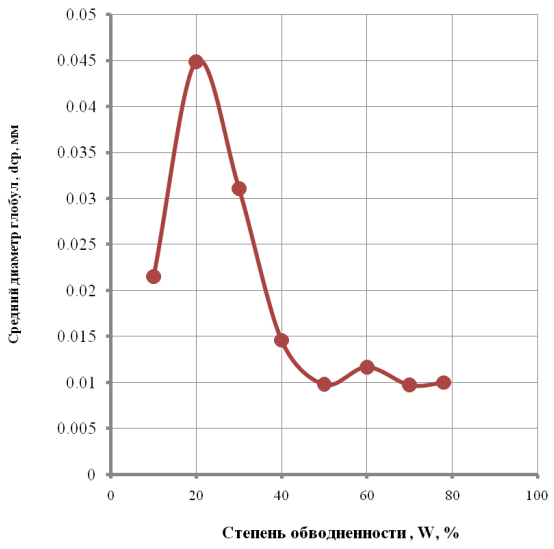


Рис. 2. Зависимость средних диаметров глобул от степени обводненности водонефтяных систем

Отметим, что величина фрактальной размерности также может служить индикатором количества факторов, влияющих на систему. Например, при значении фрактальной размерности D≤1,4 на систему влияет один фактор. Если фрактальная размерность D~1,5, то силы, действующие на систему, разнонаправлены, но более или менее компенсируют друг друга. Поведение системы в этом случае является стохастическим и определяется минимум двумя факторами. Если же фрактальная размерность D≥1,6, то система становится неустойчивой и готова перейти в новое состояние (Ролдугин, 2003) .

Существенным моментом такого подхода является наличие критического значения фрактальной размерности кривой, при приближении к которому система теряет устойчивость и переходит в нестабильное состояние, а параметры либо возрастают, либо убывают, в зависимости от тенденции, имеющей место в данное время.

Используя заданное уравнение, была рассчитана фрактальная размерность D водонефтяных эмульсий. С целью проверки независимости величины фрактальной размерности от масштаба увеличения шаг δ уменьшали в 2, 4, 8 раз и повторяли эту операцию несколько раз. Оказалось, что уменьшение шага δ приводит к увеличению числа ячеек, необходимых для покрытия площади глобул, и уточняет полученный результат. Расхождение между полученными значениями (2-3%) лежит в пределах ошибки эксперимента, поэтому можно считать, что выбор масштаба увеличения микроструктуры не влияет на величину фрактальной размерности.

На рис. 3 показана зависимость фрактальной размерности от степени обводненности водонефтяной эмульсии.

Как видно из рис. 3, фрактальная кривая более четко анализирует структурное состояние водонефтяных эмульсий. Начиная с 20% обводненности, при значении фрактальной размерности D>1,6 система становится неустойчивой и переходит в нестабильное состояние.

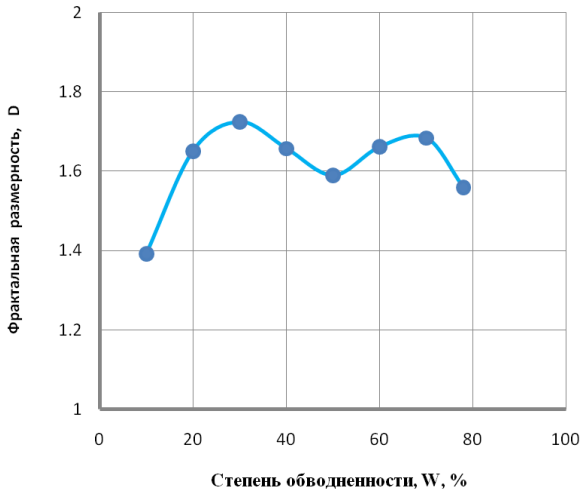


Рис. 3. Зависимость фрактальной размерности от степени обводненности водонефтяной эмульсии

Это еще раз подтверждает о том, что фрактальная размерность полидисперсной системы не может быть охарактеризована единственным числом. Поэтому в данном случае целесообразнее говорить не о моно-, а о мультифракталах. Мультифракталы – неоднородные фрактальные объекты, для полного описания которых в отличие от регулярных фракталов недостаточно введения всего лишь одной величины, его фрактальной размерности, а необходим целый спектр таких размерностей, число которых, вообще говоря, бесконечно. Причина заключается в том, что наряду с чисто геометрическими характеристиками, определяемыми величиной, такие фракталы обладают и некоторыми статистическими свойствами. Иными словами, мультифрактал – это квазифрактальный объект с переменной фрактальной размерностью. Естественно, реальные объекты и происходящие в них процессы гораздо проще описывать мультифракталами (Божокин, Паршин, 2001).

Далее на втором этапе исследований для изучения влияния температуры на структурные изменения водонефтяных систем были проведены дополнительные лабораторные исследования. Эксперименты велись при температурах t = 5, 20, 40, 60^0 C. При различных вышеуказанных температурах были проанализированы микроскопические изображения водонефтяных эмульсий, имеющих одинаковый процент обводненности W=50% .

На рис. 4 показаны микроскопические изображения для единых – 50% обводненных эмульсий при температурах t = 5, 20, 40, 60^0 C.

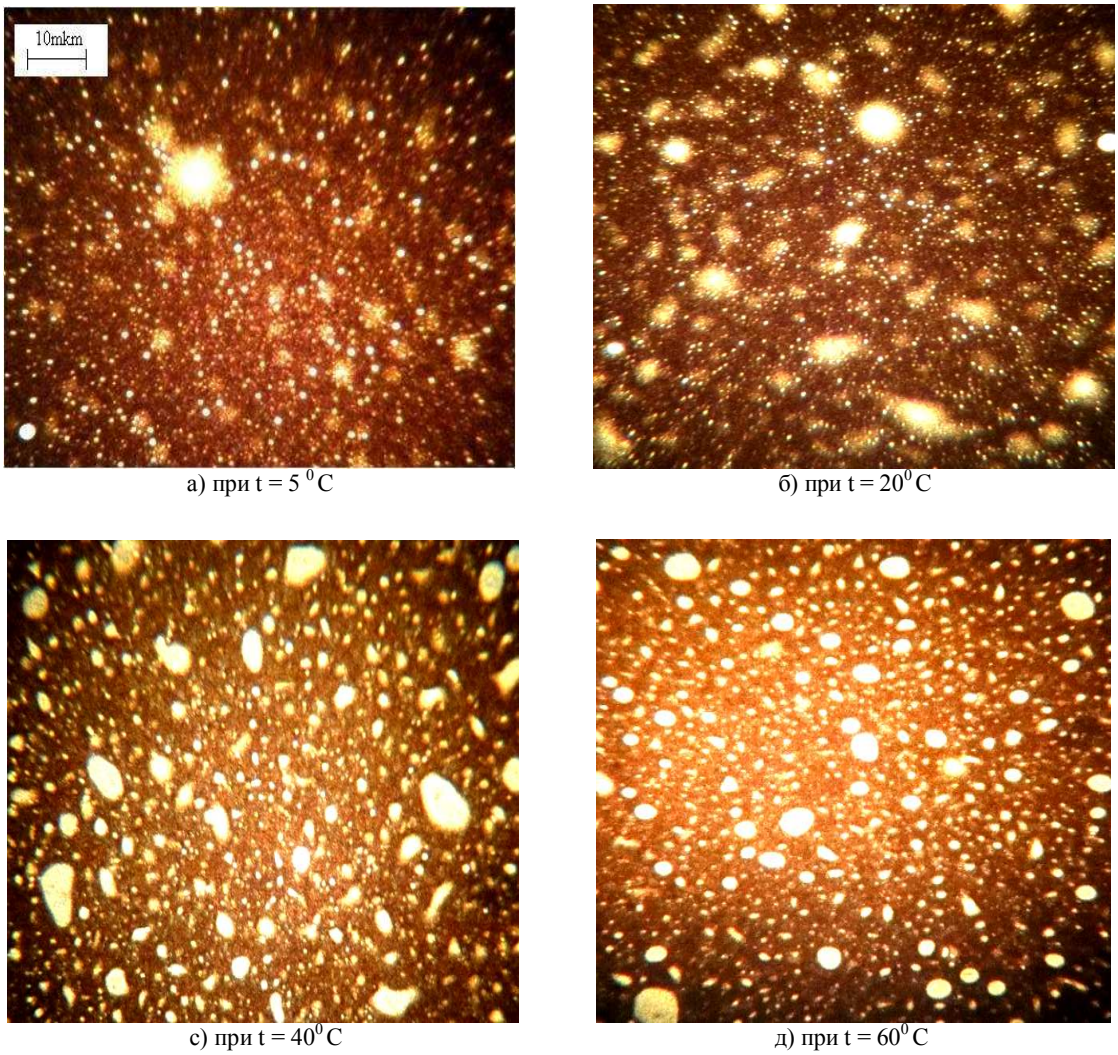
Аналогичным способом по уравнению (1) была построена зависимость фрактальной размерности от температуры водонефтяной эмульсии, которая приведена на рис. 5.

Как видно из рисунка 5, кривая носит нелинейный характер и доходит до максимума значения при температуре t=20^0C. Можно предположить, что, начиная с t=40^0C и исходя из значения фрактальной размерности D=1,4 и менее, на систему влияет один фактор – температурный.

Фрактальный анализ микрофотографий позволил выявить следующие интересные факты. Оказалось, что с увеличением температур эмульсий растет дисперсия глобул, что в итоге сказывается в уменьшении их фрактального показателя. Это также визуально подтверждают рис. 4 и 5.

С другой стороны, объяснение столь странного поведения изучаемых полидисперсных систем было бы целесообразнее связать с их термодина-мическими характеристиками (энтальпия, свободная и внутренняя энергии систем, энтропия и т.д.) и физическими свойствами (плотность, теплоемкость и др.), так как предполагается, что в процессе агрегатизации свободная энергия системы в основном расходуется на достижение ее термодинамически стабильного состояния (Ролдугин, 2003).

Таким образом, фрактальная геометрия открывает новые возможности изучения структуры водонефтяных систем, т. к. позволяет по их макроструктуре судить о микроструктуре. В перспективе с применением фрактальной геометрии возможно установление корреляционных зависимостей между фрактальной размерностью и физико-химическими свойствами водонефтяных систем. По мнению авторов, определение таких зависимостей в математическом выражении позволит по структурному изображению эмульсий на макроуровне судить о реологических и физико-химических свойствах, что дает возможность разработки нового диагностирующего метода для определения структурных изменений в полидисперсных системах.



а) при t = 5 ^{0}C

б) при t = 20^{0}C

с) при t = 40^{0}C

д) при t = 60^{0}C

Рис. 4. Микрофотографические изображения водонефтяных эмульсий при различных температурах (при обводненности W=50%)

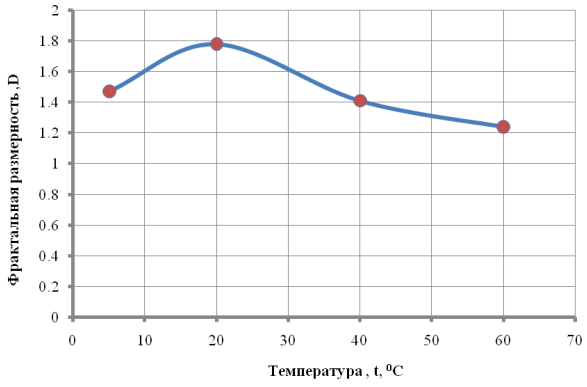


Рис. 5 . Зависимость фрактальной размерности от температуры водонефтяной эмульсии

Заключение

Фрактальный анализ может быть успешно использован в качестве диагностического метода для выявления и оценки макро- и микроструктурных изменений, имеющих место в дисперсных системах, каковыми являются и водонефтяные системы.

Выявлено, что фрактальный показатель полидисперсных систем никогда не может быть характеризован единым фактором и в рассматриваемом случае целесообразно говорить не о монофракталах, а о мультифракталах.

В результате исследований водонефтяных смесей в макро- и микроскопическом масштабе обнаружены пороговые концентра-

ции водной фазы (~20%), при которых происходят заметные структурные изменения дисперсной фазы, приводящие к формированию «эмульсии-геля», который является результатом структурообразующих процессов – коалесценции и агрегатизации.

Повышение температуры водонефтяных систем сказывается на немонотонном изменении фрактальной размерности, что может быть объяснено ихтермодинамическими характеристиками и физическими свойствами, а также неупорядоченностью структуры, обусловленной многокомпонентностью и диссипативностью исследуемых дисперсных систем.

ЛИТЕРАТУРА

АББАСОВ, З.Я. 1973. Исследование механизма образования водонефтяных эмульсий и их физических свойств. Автореф.дисс… канд. техн.наук, Баку. 25.

БОЖОКИН, С.В., ПАРШИН, Д.А. 2001. Фракталы и мультифракталы. НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». Ижевск. 128.

КРОНОВЕР, Р.М. 2000. Фракталы и хаос в динамических системах. Постмаркет. Москва. 352.

ЛУКЬЯНОВИЧ, В.М**.** 1960. Электронная микроскопия в физико-химических исследованиях. Академия Наук СССР. Москва. 272.

МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х., ХАСАНОВ, М.М., БАХТИЗИН, Р.Н. 2005. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Институт компьютерных исследований. Ижевск. Москва. 322-327.

МИРЗАДЖАНЗАДЕ, А.Х., ШАХВЕРДИЕВ, А.Х. 1997. Динамические процессы в нефтегазодобыче. Наука. Москва. 27-64.

ОЛЕМСКОЙ, А.И. 2009. Синергетика сложных систем. В кн.: *Феноменология и статистическая теория*. Красанд, Москва, 384.

РОЛДУГИН, В. И. 2003. Фрактальные структуры в дисперсных системах. *Успехи химии*, 72, 10, 931-959.

СУЛЕЙМАНОВ, Б.А. 1993. Экспериментальное исследование образования фрактальных структур при вытеснении нефти. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 5, 29-33.

СУЛЕЙМАНОВ, Б.А. 2006. Особенности фильтрации гетерогенных систем. Институт компьютерных исследований. Москва. 231-255.

ФЕДЕР, Е. 1991. Фракталы. Мир. Москва. 264.

MANDELBROTT, B.B. 1982. The Fractal geometry of nature. W.H.Freeman, New-York. 22-29.

Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана З.Я.Аббасов

ГЕОГРАФИЯ

© E.K.Əlizadə, Ə.S.Cəfərzadə Estəlx Kuhi, 2013

ELBURS DAĞLARININ ŞİMAL YAMACINDA SÜRÜŞMƏLƏRİN YARANMASINA TƏSIR EDƏN AMİLLƏRİN TƏHLİLİ (Səfidrud çayi hövzəsinin timsalinda)

E.K.Əlizadə, Ə.S.Cəfərzadə Estəlx Kuhi

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

İranın şimalında (Elburs dağları) sürüşmə proseslərinin intensiv inkişaf etməsinin başlıca səbəbləri ərazinin yüksək tektonikaktivliyi, iqlim şəraiti və geoloji quruluşudur. Çoxsaylı və müxtəlif istiqamətli dərinlik qırılmalarının mövcudluğu və onların kəsişməsi süxurların bütövlüyünü xeyli zəiflədir və sürüşməyə əlverişli şərait yaradır. Elburs dağlarının şimal yamacları İranın ən çox yağıntı düşdüyü ərazidir. Belə mürəkkəb tektoniki-relyef şəraitində isə bu yağıntılar süxur kütlələrini daha da hərəkətə gətirir və sürüşmələri qaçılmaz edir. Bölgənin həm şimala, Xəzər sahili akkumulyativ düzənliyə, həm də Səfidrud çayı dərəsi istiqamətində meyilliyinin kəskin artması sürüşmələrin əmələ gəlməsi üçün əlverişli şərait yaradır. Elburs dağları və onu şimaldan əhatə edən akumullyativ düzənlik İranın ən inkişaf etmiş çayçılıq və sitrus meyvəçiliyi regionudur. Çay kolları 1500-2000 m hündürlüyə kimi becərilir. Bu isə intensiv suvarma şəraitində yamaclara əlavə yükün artmasına səbəb olur və onları hərəkətə gətirir. Son nəticə kimi ərazidə sürüşmələrə təsir edən amillər nəzərə alınaraq, tədqiqat bölgəsinin sürüşmə təhlükəliliyi xəritəsi tərtib olunmuşdur.

1. Giriş

Sürüşmə, sel, daşqın və qar uçqunları kimi təbii-dağıdıcı hadisələr dağlıq ərazilərdə çoxsaylı insan tələfatına və böyük maddi ziyana səbəb ola bilər. Qeyd etmək lazımdır ki, dünyada baş verən təbii-dağıdıcı hadisələrin 50%-i, onların səbəb olduqları insan tələfatının 90%-i və dəyən maddi zərərin 49%-i Asiya qitəsinin payına düşür. Bu isə orta hesabla ildə 41 min adamın ölümü və 29 mlrd ABŞ dolları ziyan deməkdir. 1990-2010-ci illər ərzində baş verən təbii-dağıdıcı hadisələrin əksəriyəti Asiya qitəsi və Sakit okean hövzəsində baş vermişdir (www.unescap.org).

Sürüşmələr çox təhlükəli təbii-dağıdıcı hadisələrdən hesab edilir. Son onillikdə sürüşmə təhlükəliliyinin və riskinin qiymətləndirilməsi sahəsində geniş tədqiqatlar aparılmışdır (Akgun, Bulut, 2007; Asadian et al., 2010; Budaqov, 1999; Ализаде, Тарихазер, 2010; Donati, Turrini, 2002; Lee, Jones, 2004; və s.). 1990-2010-cu illər ərzində baş verən təbii-dağıdıcı hadisələrin 4.89%-ni sürüşmələr təşkil edir. Bu tendensiya plansız intensiv urbanizasiya və meşələrin qırılması fonunda daha da güclənməkdədir.

İranda müxtəlif növ sürüşmələrin baş verməsi üçün əlverişli şərait mövcuddur (ərazinin dağlıq olması, yüksək tektonik aktivlik, geoloji və iqlim müxtəlifliyi). Bu sürüşmələrin əksəriyyəti iki dağ sistemində, Elburs dağlarının şimal-şərq – şimal-qərb yamaclarında və Zaqros dağlarının şimal-qərb – cənub-şərq yamaclarında yer almışdır.

İqlim şəraitinə, iqtisadi və turizm cəlbediciliyinə gəlincə isə, sürüşmə riski Elbursda, xüsusilə onun mərkəzi hissəsində çox yüksəkdir. Mərkəzi Elbursda son illər baş verən sürüşmələr (2003-cü ildə Hacıabad-Oşan, 2006-cı ildə Faşam-Meyqon yolunda, 2008-ci ildə Atəşgah-e-Kərəcdə və 2004-cü ildə isə Baladeh-Kojur zəlzələsindən sonra Çalus-Tehran yolunda əmələ gələn sürüşmə və uçqunlar) göstərir ki, plansız aparılan antropogen fəaliyyət hansı nəticələr verə bilər. Bu səbəbdən sıx məskunlaşmış və sürüşmələrə az dayanıqlı Elburs dağ sistemi, xüsusilə də Səfidrud çayı hövzəsi tədqiqat ərazisi kimi seçilmişdir.

Sürüşmə təhlükəsi yüksək olan ərazilərdə sürüşmələri elmi təhlil yolu ilə qiymətləndirmək və əvvəlcədən proqnozlaşdırmaq mümkündür.

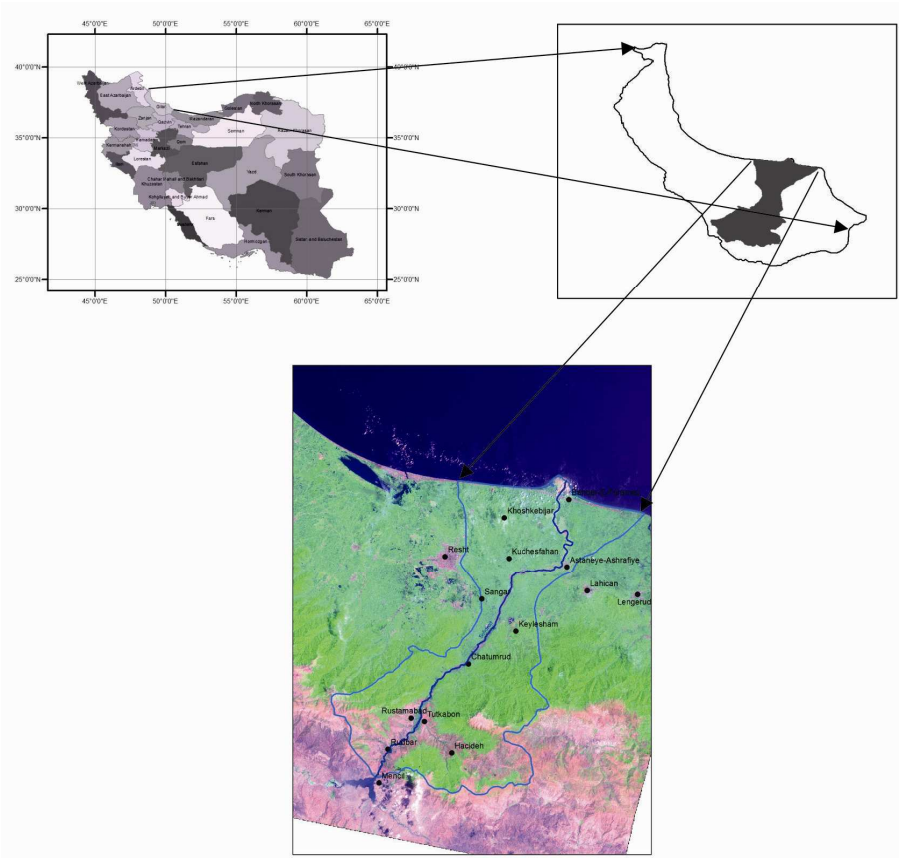
Bu məqsədlə tədqiq olunan ərazidə sürüşmə təhlükəliliyinin təhlili metodikası işlənib hazırlanmış və tətbiq olunmuşdur. Sürüşmə törədən amillərin qiymətləndirilməsi zamanı coğrafi informasiya (məlumat) sistemlərindən (CİS) və məsafədən zondlama materiallarından (MZM) geniş istifadə edilmişdir.

2. Tədqiqat ərazisi

Elburs dağları İranın şimalında ensiz (100 km) bir silsilə şəklində uzanır. Bu dağlar Alp-Himalay dağ qurşağının bir hissəsi olub, Xəzər dənizinin cənub sahili boyunca İranın şimal-qərbindən şimal-şərqinə doğru 1500 km məsafədə uzanır. Tədqiq olunan ərazi Elburs dağlarının qərb hissəsini, Səfidrud çayı hövzəsini əhatə edir (1-ci şəkil).

Səfidrud çayı Şimali İranın ən uzun və gursulu çayı olub, Qızılüzən və Şahrud çaylarının birləşməsi nəticəsində əmələ gəlmişdir. Çayın uzunluğu (Qızılüzənlə birlikdə)1000 km-ə yaxındır. Hövzə 36°30′ -37°30′ şimal en dairələri və 47°30′-49°30′ şərq uzunluq dairələri arasında yerləşib, sahəsi 56.2 min km^2 təşkil edir. Çayın qidalanması əsasən qar, yağış və yerlatı sularla bağlıdır. Hövzənin hündürlüyü əsasən cənubdan (2900 m-ə yaxın) şimala, Səfidrud çayının mənsəbinə (deltasına) doğru (-26.5 m) azalır. Çayda orta illik su sərfi 130 m^3/san təşkil edir və böyük tərəddüdlərə məruz qalır. Yazda qarın əriməsi və payızda yağıntılar vaxtı su sərfi 600 m^3/san təşkil edir. Hündürlüyün kəskin dəyişməsi səbəbindən çay yüksək hidroenerji potensialına malikdir. Qızılüzən və Şahrud çaylarının birləşdiyi yerdə böyük su anbarı inşa edilmiş və Məncil bəndi tikilmişdir.

Səfidrud çayının deltası əvvəllər dənizə doğru irəliləyirdi, lakin Məncil bəndinin tikintisindən sonra deltann irəlilməsi xeyli azalmışdır. Çayın deltasında Gilan əyalətinin 3 böyük şəhəri (Rəşt, Bəndər-Ənzəli və Lahican) yerləşir.



1-ci şəkil. Tədqiqat ərazisinin coğrafi mövqeyi

3. Tədqiqat materialı və üsullar

Məlumatın hazırlanması sürüşmə riskinin qiymətləndirilməsində birinci əsas addım sayılır. Bu mərhələdə məlumat bazası 2 hissədən ibarət olur: sürüşmələrin yayılması haqqında və onları törədən amillər barədə məlumatlar.

Sürüşmələrin ərazi boyunca paylanması kosmik şəkillərin interpretasiyası vasitəsilə təsbit olunmuş və çöl tədqiqatları ilə təsdiqlənmişdir.

Ərazilərin sürüşmələrə həssaslığını qiymətləndirmək üçün onları törədən amilləri müəyyənləşdirib təhlil etmək lazımdır. Sürüşmə törədən amillər əsaslı ədəbiyyat məlumatlarının (Donati, Turrini, 2002; Guzetti et al., 2005; Metternicht et al., 2005; Refice, Capolongo, 2002; və s.) və şəxsi çöl tədqiqatlarının nəticələrinin təhlilindən sonra seçilmişlər. Bu amillərə litologiya, geomorfoloji quruluş, tektonika, yamacların meyilliyi və baxarlığı, torpaq eroziyası, sürüşmə sahələrindən yol və drenaj şəbəkəsinə qədər olan məsafələr aiddir. Hər bir kateqoriya əhəmiyyət və funksiyasına görə müxtəlif siniflərə bölünmüşdür.

4. Səfidrud çayı hövzəsində sürüşmələrə səbəb olan amillər

Səfidrud çayı hövzəsində baş verən təbii hadisələr (böyük miqdarda atmosfer yağıntısı, güclü zəlzələlər) və antropogen təsirlər (meşələrin qırılması, yamac ətəklərinin kəsilməsi, əkin sahələrinin suvarılması, yol çəkilişi və mədən işləri) nəticəsində sürüşmələrin inkişaf etdiyi ərazilərin sahələri ildən-ilə artır.

D.J.Varnes (1984) sürüşmə törədən amilləri 2 qrupa bölür:

1) Əsas və ya sabit amillər, bura geoloji-geomorfoloji quruluş, iqlim və bitki örtüyü aiddir.

2) Dəyişən və ya qeyri-sabit amillər, bura zəlzələlər, yamacın və ya hündürlüyün dəyişməsi, yeraltı suların səviyyəsinin dəyişməsi, eroziya, çöküntütoplanma, yeraltı suların səviyyəsinin fəsli dəyişgənliyi.

Bu amillər arasında ən sürətli və tez təsir göstərəni yamac ətəklərinin kəsilməsi ilə onların müvazinətinin pozulmasıdır.

Səfidrud çayı hövzəsində aparılmış çöl tədqiqatları göstərir ki, əgər meşə ilə örtülü sahələrdə hər 100 km^2 əraziyə 5-6 sürüşmə düşürsə, intensiv mənimsənilmiş, əkin sahələri və plantasiyalar yayılmış sahələrdə isə hər 100 km^2 əraziyə 100-110 sürüşmə düşür.

4.1. Hövzənin geoloji quruluşu

Tədqiq olunan ərazinin geoloji quruluşu pliosenin sonlarında, 2-3 mln il əvvəl, pasaden (orta və üst pleystosen) dağəmələgəlmə fazasında formalaşmışdır. Pleystosendə tektonik və iqlim dəyişiklikləri ilə birlikdə eroziya da ərazinin müasir relyefinin formalaşmasında böyük rol oynamışdır. Ərazinin böyük hissəsi, əsasən də düzənlik ərazilər müasir allüvial, delta və dəniz çöküntüləri ilə örtülüdür. Bu cür yumşaq süxurlar isə regionun dayanıqlığına mənfi təsir göstərir. Ərazidə mövcud olan tektonik qırılmalar belə, çöküntülərdə sürüşmələrin yaranmasına səbəb olur. Müasir fəal sürüşmələrlə yanaşı, tektonik qırılmaların yaxınlığında çoxsaylı qədim sürüşmə izləri də geniş yayılmışdır. Burada əsas rolu şərqdən qərbə doğru uzanan Elburs tektonik qırılması və şimaldan cənuba uzanan Astara qırılması oynayır. Bundan başqa, ərzidə mövcud olan çoxsaylı kiçik qırılmalar da sürüşmələrin əmələ gəlməsində mühüm rol oynayır.

1990-cı ildə Rudbar yaxınlığında baş verən güclü zəlzələ (7.7 bal) regionda yeni sürüşmələrin yaranmasına və qədimlərin isə aktivləşməsinə səbəb olmuşdur. Zəlzələdən sonra süxurların yatımında dəyişikliklər əmələ gəlmişdir ki, bu da ərazidəki bir çox yamaclarda sürüşmələrə səbəb olmuşdur. Zəlzələ zamanı Məncil sahəsində Fətələk kəndində baş verən sürüşmə tədqiqat ərazisində ən dağıdıcı sürüşmələrdən biridir. Sürüşmənin uzunluğu 800 metr, eni 850 metr, zəlzələ mərkəzindən məsafəsi 13 kilometrdir. 1990-cı il zəlzələsi zamanı bu kənd əhalisi ilə birlikdə sürüşmənin altında qalmışdır. Zəlzələ zamanı sürüşmələrin bütün növləri, həmçinin çoxsaylı uçqunlar, ufantılar, çökmələr və s. bu ərazidə geniş miqyasda müşahidə olunmuşdur.

Ərazidə yayılan üst təbaşir yaşlı, əsasən, vulkanik mənşəli süxurlar eroziyaya davamlıdır. Neogen dövrünə aid süxurlar isə ərazidə əsasən əhəngdaşı, mergel və qumdaşı süxurları ilə təmsil olunmuşdur. Bu süxurların eroziyaya davamlılığı isə zəifdir. Dördüncü dövrə aid olan süxurlar isə allüvial, əsasən, delta və dəniz mənşəli süxurlardan ibarətdir.

4.2. Yamacların meyilliyi

Meyillik bütün hövzələrdə sürüşmə törədən əsas amillərdən biri hesab olunur. Onun kəmiyyət göstəriciləri artdıqca ağırlıq qüvvəsinin təsiri də artmış olacaq, yəni sürüşmə ehtimalı artacaqdır.

Səfidrud çay hövzəsində Rudbar-Tutkabon arası ərazidə çökmə süxur laylarının xeyli qalın və yamacların isə çox dik olması sürüşmə üçün əlverişli şərait yaradır. Burada sürüşməyə məruz qalan materialların hərəkət forması: 1-axıntı çökmə və 2- sürüşmə-uçqun halında özünü göstərir.

İkinci hərəkət növü bir və ya bir neçə mərhələli ola bilər. Bu növ sürüşmə nümunələrinə Səfidrud çayının şərqində yerləşən Gəncə kəndi ilə üzbəüz ərazilərdə rast gəlmək olar. Belə sürüşmələrdə sürüşən kütlə öz strukturunu və monolitliyini saxlayır. Xarici ədəbiyyatda bu növ sürüşmələrə "land slide" deyilir (təpə, dağ və ya yer səthinin bəzi hissələrinin ağırlıq qüvvəsinin təsiri nəticəsində ətəklərə sürüşüb düşməsi). Bəzi sürüşmələrdə isə layların yatım ardıcıllığı pozulur və onlar bir-birinə qarışır. Bu tip sürüşmələrə "slump" deyilir (iki hissə sürüşən təbəqə arasında əmələ gələn çat və ya sürüşmə səthində əmələ gələn bucaq bir-birinə qarışmış astruktur təbəqə yaradır).

Yamacların baxarlığının da sürüşmələrə təsiri az deyil. Tutkabon sahəsində cənub yamaclarda sürüşmələr adətən şərqdən qərbə doğru uzanır. Bu isə kiçik çay dərələrinin cənub yamaclarda daha çox olması ilə, başqa sözlə desək, çay şəbəkəsinin daha böyük sıxlığı ilə izah edilir.

4.3. Bitki örtüyü

Tədqiq edilən ərazidə qalın çöküntü laylarının üzərində bitki örtüyünün olmaması, yağıntı və insan müdaxiləsi sürüşməyə şərait yaradan amillər sırasına daxildir. Bəzi yerlərdə bitki örtüyü, əsasən, becərilən zeytun bağlarından ibarətdir. Əlbəttə, Səfidrud çayı hövzəsində və dağ ətəklərində suvarılan ərazilərdə həmin ağacların sıx və çox olması da sürüşmə üçün əlverişli şərait yaradır. Böyük meyilliyə malik və sürüşməyə həssas olan belə ərazilərdə bir növ ağacların çoxluğu və intensiv suvarılması ətəklərin yükünü artırır və nəticədə sürüşmənin əmələ gəlməsi üçün əlverişli şərait yaradır. Regionda müasir seysmik-tektonik fəallığı nəzərə alaraq, demək olar ki, onlar lokal sürüşmələrə güclü təsir edən ciddi amillərdir.

4.4. Çay-drenaj şəbəkəsinin sıxlığı

Böyük və kiçik çaylar dağ yamaclarının aşağı hissələrində materialları hərəkətə gətirməklə sürüşmələrin yaranmasında önəmli rol oynayır. Bu proses yamacların yuxarı hissələrinin aşağılara nisbətən dayanaqlılığını azaldır. Tarazlığın belə pozulması səth süxurlarının meyillik istiqamətində hərəkətinə səbəb olur və ağırlıq qüvvəsinin təsiri də həmin prosesi tezləşdirir. Əlverişli sürüşmə şəraitinin yaranması və tarazlığı pozulmuş süxur kütləsinin çəkisi artdıqca çayların dağıdıcı rolu da artmış olur. Səfidrud çayı hövzəsində (Rudbar və Tutkabon şəhərləri arası) çay-drenaj şəbəkəsinin sürüşmədə rolunu göstərən çoxlu əlamətlər vardır. Cuben və Gəncə kəndlərindən şərq hissədəki çay dərəsi yaxınlığında böyük miqdarda çökmə süxur laylarının toplanması müşahidə olunur. Onların həmin dərə istiqamətində yamac boyu süxur laylarının sürüşməsi nəticəsində əmələ gəlməsi ehtimal edilir. Lakin həmin ərazidə bərkimiş qalın çökmə süxur laylarının mövcudluğu yamacların dayanıqlıq gücünü artırır. Rəşt-Qəzvin magistral yolunun buradan keçməsinə baxmayaraq, yamaclarda olan süxurların dayanıqlığı pozulmadığına görə burada sürüşmənin fəallaşmasının qarşısı alınır.

4.5. Antropogen təsir

Cənubi Xəzər meşələri adlanan ərazi Xəzər dənizi sahilindən Elbursun simal yamaclarına (2700 m hündürlüyə qədər) kimi bir regionu əhatə edir. İran ərazisində, Arazbaran sahəsi (Şərqi Azərbaycan vilayəti) istisna olmaqla, demək olar ki, tədqiq olunan regiondan başqa heç bir yerdə meşələrə rast gəlinmir. Lakin son illər kənd təsərrüfatının intensiv inkişaf etdirilməsi ilə əlaqədar olaraq meşələrin sürətlə qırılması gedir. 1942-ci ilin aeroşəkillərinə əsasən, Cənubi Xəzər meşələrinin sahəsi 3.6 mln ha, 1958-ci ilin aeroşəkillərinə əsasən isə, 3.4 mln ha təşkil edirdi. Sonrakı onilliklərdə aparılan qiymətləndirmə nəticəsində müəyyən olunmuşdur ki, meşələrin sahəsi 1.8 mln ha təşkil edir. Meşələrin belə intensiv qırılmasına səbəb onlardan yanacaq kimi istifadə olunması, yol çəkilişi, evlərin və digər inşaat işlərinin aparılması, yeni çay və sitrus bitkiləri plantasiyalarının salınması məqsədi ilə ərazinin ağaclardan təmizlənməsidir.

Meşələrin belə plansız şəkildə qırılması dağ yamaclarında intensiv sürüşmə proseslərinin inkişafına səbəb olmuşdur. Sürüşmələrin artmasına əsas səbəblərdən biri də ərazidə böyük çay plantasiyalarının salınmasıdır. Tədqiq olunan ərazi İranın ən böyük çayçılıq regionudur. Çay kolları Elburs dağlarının şimal yamacları boyunca 2000 m hündürlüyədək bir ərazidə inkişaf etmişdir. Onların kökləri 3 m dərinliyə qədər inkişaf

edərək intensiv suvarılma şəraitində qrunt sularının səviyyəsinin qalxmasına səbəb olur. Bu isə öz növbəsində yamaclarda süxur laylarının hərəkətə gəlməsinə təkan verir.

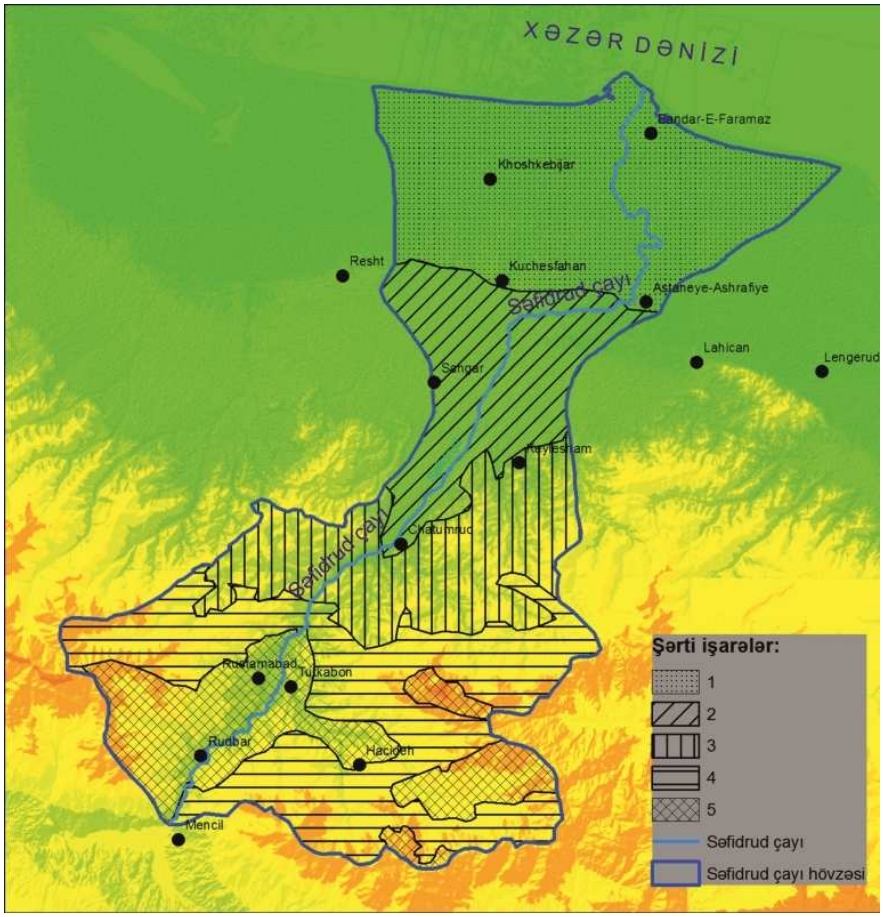
Tədqiq olunan ərazidə sürüşmələrin intensivləşmnəsinə təsir göstərən antropogen təsirlərdən biri də yol çəkilişidir. Dağlıq ərazilərdən keçən Rəşt-Qəzvin və Tehran-Şimal dəmir yolu xəttinin çəkilişi zamanı yamacların kəsilməsi sürüşmələrin fəallaşmasına səbəb olmuşdur.

5. Nəticə

a) Ətraf mühitə böyük ziyan vuran təbii-dağıdıcı hadisələrə aid olan sürüşmələrin əmələ gəlməsinə müxtəlif mənşəli amillər təsir edir. Səfidrud çayı hövzəsində sürüşmələrin əmələ gəlməsinə təsir edən əsas amillər bunlardı: geoloji quruluş, seysmiklik və müxtəlif istiqamətli yamacların dikliyi. Digər amillər sürüşmələrin yaranmasında ikinci dərəcəli rol oynayır.

b) Tədqiqatın nəticəsi olaraq ilk dəfə Səfidrud çayı hövzəsinin sürüşmə təhlükəliliyi xəritəsi hazırlanmışdır (2-ci şəkil). Bu xəritədə olan məlumatlar əsasında mövcud və gələcəkdə əmələ gələcək sürüşmələrə qarşı vaxtında mübarizə yollarını seçmək mümkündür.

Xəritədən göründüyü kimi, çox yüksək və yüksək sürüşmə təhlükəliliyi olan sahələr yüksək dağlıq əraziləri əhatə edir. Bu ərazilərdə meşə örtüyünün olmaması, çoxsaylı dərinlik qırılmalarının mövcudluğu, mürəkkəb geoloji quruluş, və relyef şəraiti burada müxtəlif növ sürüşmələrin inkişafı üçün əlverişli şərait yaratmışdır. Təhlükəli ərazilər, əsasən, dağətəyi düzənlik, orta və alçaq dağlıq sahələrin qovşaq zonasında geniş yayılmışdır. Burada güclü antropogen təsir, xüsusilə çayçılığın, bağçılığın sürətli inkişafı və suvarma sürüşmələri yaradan əsas amillərdir.



2-ci şəkil. Səfidrud çayı hövzəsinin sürüşmə təhlükəliliyi xəritəsi. Şərti işarələr: 1-çox az təhlükəli ərazilər; 2-az təhlükəli ərazilər; 3-təhlükəli ərazilər; 4-yüksək təhlükəli ərazilər; 5-çox yüksək təhlükəli ərazilər

ƏDƏBİYYAT

АЛИЗАДЕ, Э.К., ТАРИХАЗЕР С.А. 2010. Экзоморфодинамика рельефа гор и ее оценка (на примере северовосточного склона Большого Кавказа). Victory. Баку.

БУДАГОВ, Б.А. 1999. Основные географические проблемы экологически сбалансированного развития Азербайджанской Республики. *Вестник БГУ, серия естественных наук*, 1, 164-188

AKGUN, A., BULUT, F. 2007. GIS-based landslide susceptibility for Arsin-Yomra (Trabzon, North Turkey) region. *Environmental geology*, Vol. 51, 1377-1387.

ASADIAN F., ARZJANI Z., VARAVIPOUR M. 2010. Changes of microenvironment in Gilan city due to landslides. *Carpathian Journal of Earth and Environmental Sciences*, Vol. 5, No.1, 93-102.

.DONATI, L, TURRINI, M. 2002. An objective method to rank the importance of the factors predisposing to landslides with the GIS methodology: Application to an area of the Apennines (Valnerina; Perugia, Italy). *Engineering Geology*, Vol. 63, 277-289.

GUZETTI, F., REICHENBACH, P., CARDINALI, M., GALLI, M., ARDIZZONE F. 2005. *Probabilistic landslide hazard assessment at the basin scale. Geomorphology*, Vol. 72, 272-299.

LEE, E.M., JONES, DKC. 2004. Landslide risk assessment. Thomas Telford, London.

METTERNICHT, G., HURNI, L., GOGU, R. 2005. Remote sensing of landslides: An analysis of the potential contribution to geo-spatial systems for hazard assessment in mountainous environments. *Remote Sensing of Environment*, Vol. 98, 284-303.

REFICE, A., CAPOLONGO, D. 2002. Probabilistic modeling of uncertainties in earthquake-induced landslide hazard assessment. *Computers&Geosciences*, Vol. 28, 735-749.

VARNES, D.J. 1984. Landslide hazard zonation: A review of principles and practice. UNESCO, Paris.

Məqaləyə c.e.d. X.Tanrıverdiyev rəy vermişdir

© M.A.Abduyev, 2013

AZƏRBAYCANIN ÇAY SULARININ DUZ TƏRKİBİ

M.A.Abduyev

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

Çay sularının duz tərkibi 1950-2010-cu illərin məlumatlarına əsasən müəyyən olunmuşdur. Çay sularının duz tərkibi öyrənilmiş və həll olmuş duzların çoxillik orta kəmiyyəti hesablanmışdır. Müəyyən olunmuşdur ki, Azərbaycanın çay sularında əsacən 7 müxtəlif duz həll olmuşdur: kalsium hidrokarbonat - $Ca(HCO_3)_2$, kalsium sulfat - $CaSO_4$, maqnezium sulfat - $MgSO_4$, maqnezium hidrokarbonat - $Mg(HCO_3)_2$, maqnezium xlorid - $MgCl_2$, natrium sulfat - Na_2SO_4 və natrium xlorid - NaCl.

Giriş

Çay suları insanların həyat fəaliyyətində müstəsna rol oynamaqla, təbii sular arasında ən yüksək hərəkət sürətinə malik olması ilə kimyəvi elementlərin miqrasiyasında böyük işlər görür. Onlar süxurları və torpağı yuyub-parçalayaraq, asılı və həll olmuş maddələri qarışdırır. Çay sularının keyfiyyətinin duz tərkibinə görə qiymətləndirilməsi öz aktuallığını daima tədqiqatçıların diqqət mərkəzində saxlayır. Belə ki, müxtəlif məqsədlərlə istifadə olunan çay sularının tərkibində həll olunan duzların öyrənilməsi torpaqların şoranlaşması, kənd təsərrüfatı bitkilərinin suvarılması, çay sularının içməli su kimi istifadə olunması, hidrotexniki qurğuların tikintisi və s. baxımından böyük elmi və praktiki əhəmiyyət kəsb edir (Никоноров, 2004; Пирумова, 2006).

Çay sularının duz tərkibi formalaşma şəraitinin müxtəlifliyindən asılı olaraq bir-birindən kəskin fərqlənir. Bu, fiziki-coğrafi vəziyyət, morfometriya, qollarla çaya daxil olan həll olmuş maddələrin tərkibi, ümumi antropogen yüklənmə və s. ilə müəyyən olunur. Əksər rayonlarda buxarlanma qabiliyyətinin yağıntıdan 2 dəfədən çox olması torpaqların şoranlaşmasına səbəb olduğu üçün Azərbaycan şəraitində çay sularının duz tərkibinin öyrənilməsi xüsusilə vacibdir. Çay sularında həll olmuş maddələrin 90-95%-i kation və anionlara bölünən əsas ionların payına düşür. Kation və anionlar müəyyən nisbətdə birləşərək çayların duz tərkibini əmələ gətirir.

Bütün təbii sular anionların üstünlüyünə görə 3 sinfə (hidrokarbonatlı, sulfatlı, xloridli) bölünür (Алекин, 1970). Dünya çaylarının 99%-nin suları hidrokarbonatlı, 0,9%-i sulfatlı, cüzi bir hissəsi isə (0,1%-i) xloridli sulara aid edilir (Meybeck, 1979). Keçmiş SSRİ-nin ərazilərindəki çayların 83%-i hidrokarbonatlı, 3-4%-i sulfatlı, 10%-dən çoxu isə xloridli sulara malikdir (Самарина, 1977). Azərbaycan ərazisində 3 sinif sulara da rast gəlinir (Рустамов, Кашкай, 1989). Belə ki, Böyük Qafqazın cənub-şərq (Girdimançay-Ataçayarası) və şimal-qərb (Balakənçay-Katexçayarası) əraziləri sulfatlı, Viləşçay və Astaraçay hövzələri isə xloridli sularla təmsil olunur. Apardığımız tədqiqatla (Abduyev, 2007) müəyyən olunmuşdur ki, tədqiq olunan çay hövzələrinin 87,1 %-ində hidrokarbonatlı, 9,7%-ində sulfatlı, yalnız 3,2 %-ində isə xloridli sular yayılmışdır.

Tədqiqat obyekti və istifadə olunmuş materiallar

Tədqiqat obyekti kimi respublikanın dağlıq ərazilərindən axan və üzərində hidrokimyəvi müşahidələr aparılmış 89 çayın 124 məntəqəsi seçilmişdir. Çay sularının duz tərkibini müəyyən etmək üçün Ekologiya və Təbii Sərvətlər Nazirliyi Ətraf Mühit üzrə Milli Monitorinq Departamentinin (keçmiş Dövlət Hidrometeorologiya Komitəsinin) Qarabağ və Kiçik Qafqazın cənub yamacı çaylarında 1950-1992-ci illər ərzində apardığı çoxillik müşahidə məlumatlarından, digər ərazi çaylarında isə 1950-2010-cu illərin məlumatlarından istifadə olunmuşdur.

Tədqiqatın nəticələri

Torpaqların şoranlaşma dərəcəsi təmasda olduğu suyun tərkibində asan həll ola bilən duzların miqdarı ilə müəyyən olunur. Məlumdur ki, hər hansı bir düzən ərazinin yeraltı və səth sularının kimyəvi tərkibi, müəyyən dərəcədə, həmin ərazini əhatə edən dağlıq hissənin çöküntülərinin kimyəvi tərkibilə sıx əlaqədədir. Belə ki, respublikanın düzən hissəsindəki torpaqların şo-

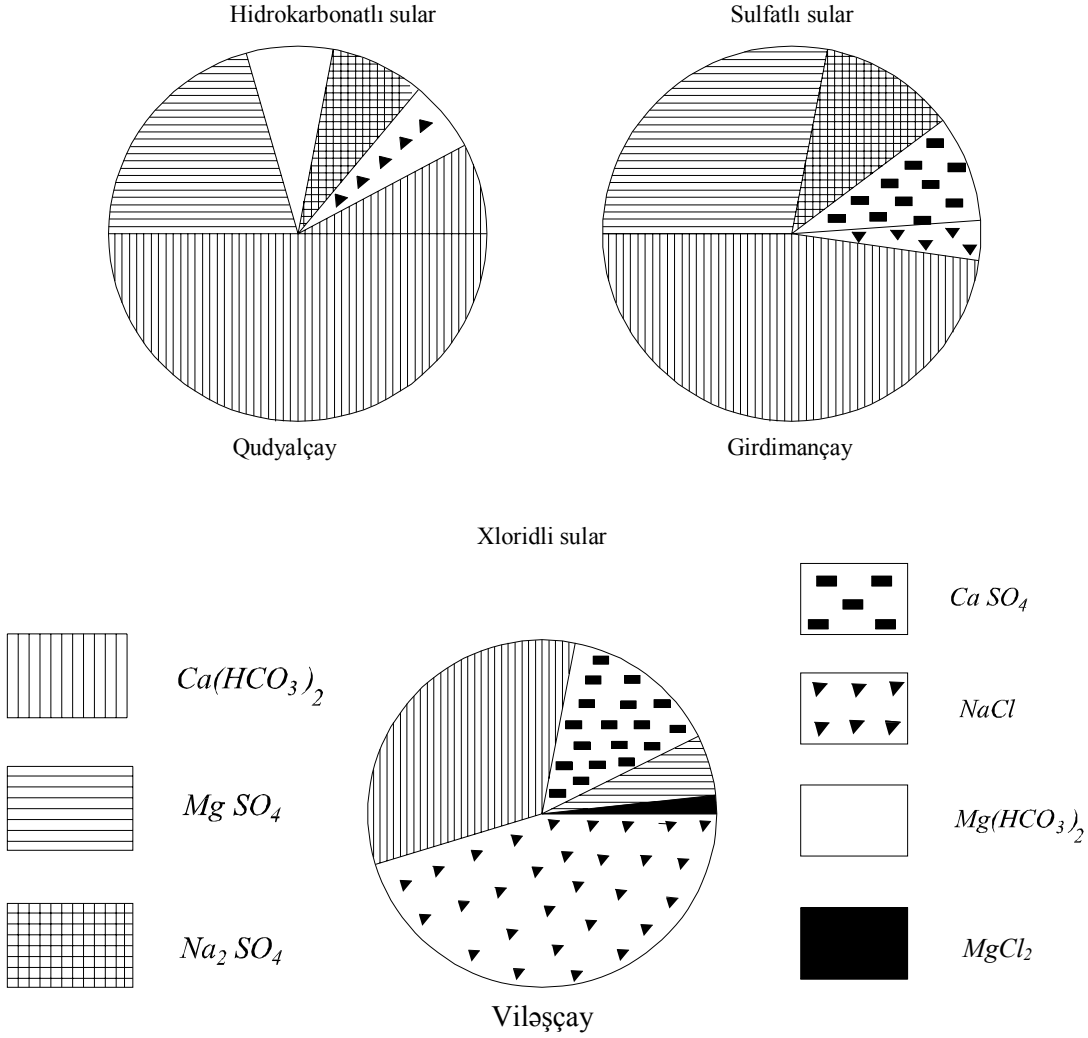
ranlaşma səbəblərindən biri də həmin düzənlikləri əhatə edən dağlıq ərazilərdəki çöküntülərin müxtəlif duzlarla zəngin olmasıdır. Məsələn, Girdimançay və Ağsuçay hövzəsinin dağlıq hissəsində yura və təbaşir dövrünün çöküntüləri içərisində piroksen, dəmir və yarozit birləşmələrinə də təsadüf edilir. Burada həmçinin üçüncü dövrün, xüsusən də paleogen və neogenin çöküntüləri sulfatlı, yarozitli, dəmirli və maqneziumlu birləşmələrlə zənginləşmişdir. Qeyd edilən çöküntülərin müxtəlif duzlarla şorlaşdığı müəyyən edilmişdir (Геология Азербайджана, 2008). Şorlaşmış çöküntülərin aşınması zamanı onların tərkibindəki duzlar əsasən səthi və yeraltı axımla düzən sahələrə gətirilir. Səthi axım çaylar vasitəsilə həyata keçirilir. Gətirilən duzların miqdarı və kimyəvi tərkibi aşınmaya məruz qalan süxurların duzluluğu və kimyəvi tərkibindən asılı olur. Hələ XX əsrin 60-cı illərində çay suları ilə Azərbaycanın dağətəyi düzənliklərinə gətirilən duzların miqdarı ildə 1,4 milyon ton və ya 1,3 t/hektara bərabər olmuşdur (Абдуев, 1968). Apardığımız tədqiqatlar (Abduyev, 2007; 2009) göstərir ki, Azərbaycanın çay sularında əsasən 7 növ müxtəlif duz həll olmuşdur. Bunlardan 2-si kalsium (kalsium hidrokarbonat-$Ca(HCO_3)_2$ və kalsium sulfat-$CaSO_4$), 3-ü maqnezium (maqnezium sulfat-$MgSO_4$, maqnezium hidrokarbonat-$Mg(HCO_3)_2$ və maqnezium xlorid-$MgCl_2$), 2-si isə natrium (natrium sulfat-Na_2SO_4 və natrium xlorid-NaCl) duzlarıdır. Mənsub olduqları siniflərə müvafiq olaraq çay sularında qeyd edilən duzlardan 5-i həll olmuşdur. Məsələn, hidrokarbonatlı sinfə aid olan çay sularında $Ca(HCO_3)_2$, $MgSO_4$, Na_2SO_4, $Mg(HCO_3)_2$ və NaCl duzları, sulfatlı sinfə aid olan çay sularında $Ca(HCO_3)_2$, $CaSO_4$, $MgSO_4$, Na_2SO_4 və NaCl duzları, xloridli sinfə aid olan çay sularında isə $Ca(HCO_3)_2$, $CaSO_4$, $MgSO_4$, $MgCl_2$ və NaCl duzları iştirak edir. Bu duzlardan $Ca(HCO_3)_2$, $MgSO_4$ və NaCl həm hidrokarbonatlı, həm sulfatlı, həm də xloridli sularda, Na_2SO_4 həm hidrokarbonatlı, həm də sulfatlı sularda, $CaSO_4$ həm sulfatlı, həm də xloridli sularda, $Mg(HCO_3)_2$ yalnız hidrokarbonatlı, $MgCl_2$ isə yalnız xloridli sularda həll olmuşdur. Hidrokarbonatlı sinfə aid olan çay sularının duz tərkibi Qudyalçayın timsalında, sulfatlı sinfə aid olan çay sularının duz tərkibi Girdimançayın timsalında, xloridli sinfə aid olan çay sularının duz tərkibi isə Viləşçayın timsalında verilmişdir (şəkil).

Böyük Qafqazın cənub-şərq (Girdimançay-Ataçayarası) və şimal-qərb (Balakənçay-Katexçayarası) əraziləri, həmçinin Viləşçay və Astaraçay hövzələri istisna olmaqla, respublikanın digər ərazilərinin çay suları hidrokarbonatlı sulara aiddir (Гаджиев, 1984; Рустамов, Кашкай, 1989). Çayların ümumi duz axımı mənbədən mənsəbə doğru artır. Mənbədən mənsəbə doğru duz axımı artımının ən böyük kəmiyyəti Viləşçayda müşahidə olunaraq 5 dəfəni üstələyir. Həm də bu artım, demək olar ki, çay suyunda həll olmuş bütün duzları əhatə edir. Böyük Qafqazın şimal-şərq yamacı çaylarında ümumi duz axımının minimum kəmiyyəti (1,2 min ton/il) Ataçayda, maksimum kəmiyyəti isə (83 min ton/il) Qudyalçayda müşahidə olunur. Ümumi duz axımının minimum və maksimum kəmiyyətinə müvafiq olaraq, həll olmuş duzların da ən kiçik və ən böyük qiymətləri həmin çaylarda müşahidə olunur. Ümumiyyətlə, sulfatlı (Girdimançay-Ataçayarası və Balakənçay-Katexçayarası) və xloridli (Viləşçay və Astaraçay) sulara malik olan çaylardan başqa, digər çayların duz tərkibində $Ca(HCO_3)_2$ duzu üstün olaraq, həll olmuş duzların 60%-dən çoxunu təşkil edir. Böyük Qafqazın şimal-şərq yamacı çaylarında bu duzun miqdarı il ərzində 0,8 min tonla (Ataçay) 52 min ton (Qudyalçay) arasında dəyişir. Ümumi duz axımının 20%-ə qədəri $MgSO_4$ duzunun payına düşərək, həll olmuş duzlar arasında 2-ci yeri tutur. Çay sularında həll olmuş Na_2SO_4 və $Mg(HCO_3)_2$ duzlarının miqdarı təxminən bir-birinə bərabər olaraq, ümumi duz axımının 7,5%-ə qədərini təşkil edir. Həll olmuş duzların kiçik bir hissəsi (4%-ə qədəri) NaCl duzunun payına düşür.

Beləliklə, Böyük Qafqazın şimal-şərq yamacı çaylarının çoxillik orta ümumi duz axımı 452 min ton/il təşkil edir ki, bunun 281 min tonu (62%-i) $Ca(HCO_3)_2$-ın, 88 min tonu (19,5%-i) $MgSO_4$-ın, 34 min tonu (7,5%-i) Na_2SO_4-ın, 33 min tonu (7,3%-i) $Mg(HCO_3)_2$-ın, 16 min tonu isə (3,7%-i) NaCl-un payına düşür (cədvəl).

Böyük Qafqazın cənub yamacı çaylarının (Balakənçay-Katexçayarası və Girdimançay-Ataçayarası istisna olmaqla) ümumi duz axımı 0,24 min tonla (Lazaçay) 338 min ton/il (Əyriçay) arasında dəyişir. Bu çaylarda ümumi duz axımının ən böyük qiyməti ən kiçik qiymətindən 1400 dəfə böyükdür. Belə böyük fərqin yaranması ümumi duz axımının ən kiçik və ən böyük qiymətləri müşahidə olunan çayların hövzələri və axım həcmləri arasındakı fərqlə izah oluna bilər.

Belə ki, ümumi duz axımının ən kiçik qiymətinə malik olan Lazaçayın hövzəsinin sahəsi 4,03 km^2-ə, çoxillik orta axım həcmi isə 0,88 mln. m^3-ə bərabərdir. Ümumi duz axımının ən böyük qiyməti ilə səciyyələnən Əyriçayın hövzəsinin sahəsi 1810 km^2-ə, çoxillik orta axım həcmi isə 669 mln. m^3-ə çatır. Göründüyü kimi, Əyriçayın hövzəsinin sahəsi Lazaçayınkından 449 dəfə, çoxillik orta axım həcmi isə 760 dəfə böyükdür. Qeyd edək ki, bu çaylar təkcə ümumi duz axımının ən böyük və ən kiçik kəmiyyətləri ilə yalnız Böyük Qafqazda deyil, bütün Azərbaycanda fərqlənirlər. Həll olmuş duzların maksimal və minimal kəmiyyətləri də bu çaylarda müşahidə olunur. Bu çayların da sularında həll olmuş duzların yarıdan çoxu $Ca(HCO_3)_2$-ın payına düşərək, onun miqdarı 0,15-210 min ton/il arasında dəyişir. Çoxillik orta axımı 0,04 min tonla 67 min ton arasında tərəddüd edən $MgSO_4$ duzu ümumi duz axımının 20%-ə qədərini təşkil etməklə, miqdarına görə $Ca(HCO_3)_2$-dan sonra 2-ci yeri tutur. Miqdarına görə 3-cü yerdə olan Na_2SO_4 duzunun çoxillik orta axımı 0,02-25 min ton, 4-cü yerdə olan $Mg(HCO_3)_2$ duzunun qeyd edilən miqdarı isə 0,02-24 min ton arasında dəyişir. NaCl duzunun çoxillik orta axımı isə 0,009-12 min ton arasında dəyişir ki, bu da ümumi duz axımının 3,6%-ni təşkil edir.



Hidrokarbonatlı, sulfatlı və xloridli suların duz tərkibi

Həll olmuş duzların axımı

Ərazi və çay hövzələri	Ümumi duz axımı, min tonla	$Ca(HCO_3)_2$	$MgSO_4$	Na_2SO_4	$Mg(HCO_3)_2$	NaCl	$CaSO_4$	$MgCl_2$
Böyük Qafqazın şimal-şərqi	452	281	88	34	33	16		
Girdiman-Ataçay, Balakən-Katex-çayarası	336	162	90	45		11	28	
Böyük Qafqazın cənub yamacı	3,480	2,165	679	261	251	124		
Kiçik Qafqaz	1,660	1,030	324	125	120	60		
Naxçıvan MR	380	236	74	28	27	15		
Lənkəran təbii vilayəti	570	354	111	43	41	21		
Viləşçay-Astaraçay	122	39	8			54	19	2
Cəmi	7,000	4,270	1,375	536	470	300	47	2

Beləliklə, hidrokarbonatlı sinfə malik olan Böyük Qafqazın cənub yamacı və Şirvan çaylarının çoxillik orta ümumi duz axımı 3 mln. 480 min ton/il təşkil edir ki, bunun da 2 mln. 165 min tonu $Ca(HCO_3)_2$, 679 min tonu $MgSO_4$, 261 min tonu Na_2SO_4, 251 min tonu $Mg(HCO_3)_2$, 124 min tonu isə NaCl duzunun payına düşür (cədvəl).

Kiçik Qafqazın çay suları da bütövlükdə hidrokarbonatlı sinfə mənsub olduğundan onların duz tərkibi Böyük Qafqazın (sulfatlı sular istisna olmaqla) çay sularının duz tərkibinə uyğun gəlir. Lakin Kiçik Qafqaz ərazisindən axan tranzit çayların (Ağstafaçay, Tovuzçay və Oxçuçay) və Qoşqarçayın suları ayrı-ayrı illərdə antropogen təsirlə əlaqədar sulfatlı sinfə aid olduğundan, həmin çayların sularının duz tərkibində dəyişiklik yaranır. Belə ki, hidrokarbonatlı sinfə aid olan çay sularında həll olmuş $Mg(HCO_3)_2$ duzu sulfatlı sinfə keçdikdə $CaSO_4$ duzu ilə əvəz olunur. Kiçik Qafqaz çaylarının ümumi duz axımı 1,5 min tonla (Ağsuçay) 226 min ton (Oxçuçay) arasında dəyişir. Böyük Qafqaz çaylarının duz axımının ən böyük və ən kiçik qiymətlərinin nisbətindəki böyük fərq bu çaylarda müşahidə olunmur. Kiçik Qafqaz çaylarının duz axımının qeyd olunan kəmiyyətlərinin nisbəti Böyük Qafqaz çaylarınınkından 9 dəfə aşağıdır. Belə şərait Kiçik Qafqaz ərazisində yuyulmaya davamlı olan vulkanik süxurların geniş yayılması ilə izah oluna bilər. Qeyd edək ki, ümumi duz axımının böyük qiymətləri əsasən tranzit çaylarda müşahidə olunur. Məsələn, hövzəsinin sahəsi Tərtərçayın Madagiz məntəqəsindəki hövzəsinin sahəsindən (2460 km^2) 3,6 dəfə, çoxillik orta axım həcmi isə 2 dəfə kiçik olan Oxçuçayın ümumi duz axımı Tərtərçayınkından çoxdur. Bu, Oxçuçaya Ermənistan ərazisindən axıdılan çirkab suları hesabına həll olmuş duzların qatılığının yüksəlməsi ilə izah oluna bilər. Eyni sözləri Ağstafaçaya da aid etmək olar. Belə ki, həm hövzəsinin sahəsinə, həm də axım həcminə görə Tərtərçaydan geri qalmasına baxmayaraq, onun da ümumi duz axımı Tərtərçayınkından çoxdur. Belə vəziyyət Tovuzçay və Qoşqarçayda da yaranır. Həmin çaylara axıdılan çirkab suları duz axımının xeyli yüksəlməsinə səbəb olur.

Kiçik Qafqaz çaylarının da ümumi duz axımının 62%-i $Ca(HCO_3)_2$ duzunun payına düşür. Bu duzun miqdarı 0,95-141 min ton arasında dəyişir. Həll olmuş duzların miqdarına görə 2-ci yeri 0,29-43,6 min ton axıma malik olan $MgSO_4$ duzu, 3-cü yeri çoxillik orta axımı 0,11-

17 min ton olan Na_2SO_4 duzu, 4-cü yeri çoxillik orta kəmiyyəti 0,1-16,3 min ton axımla təmsil olunan $Mg(HCO_3)_2$ duzu, 5-ci yeri isə çoxillik orta axım kəmiyyəti cəmi 0,05-8,1 min ton arasında dəyişən NaCl duzu tutur. Apardığımız tədqiqat göstərir ki, Kiçik Qafqaz çaylarının ümumi duz axımının çoxillik orta qiyməti 1 mln. 660 min tona çatır ki, bunun da 1 mln. 30 min tonunu $Ca(HCO_3)_2$, 324 min tonunu $MgSO_4$, 125 min tonunu Na_2SO_4, 120 min tonunu $Mg(HCO_3)_2$, 60 min tonunu isə NaCl duzu təşkil edir (cədvəl).

Hidrokarbonatlı sinfə mənsub olan Naxçıvan MR-in çay sularında həll olmuş ümumi duzların çoxillik orta kəmiyyəti 2,2 min tonla (Düylünçay) 194 min ton arasında dəyişir. Həll olmuş duzlar arasında, Kiçik Qafqaz çaylarında olduğu kimi, $Ca(HCO_3)_2$ üstünlük təşkil edir və onun qiyməti 1,4-120 min ton arasında dəyişir. Digər duzların axımının çoxillik orta qiyməti aşağıdakı kimidir: $MgSO_4$ – 0,43-37,8 min ton; Na_2SO_4 – 0,17-15,2 min ton; $Mg(HCO_3)_2$ – 0,15-14 min ton; NaCl – 0,08-7 min ton. Naxçıvan MR çaylarının çoxillik orta ümumi duz axımı 380 min ton təşkil edir. Bunun 236 min tonu $Ca(HCO_3)_2$, 74 min tonu $MgSO_4$, 28 min tonu Na_2SO_4, 27 min tonu $Mg(HCO_3)_2$, 15 min tonu isə NaCl duzunun payına düşür (cədvəl).

Lənkəran təbii vilayəti çaylarının da (Viləşçay və Astaraçay istisna olmaqla) ümumi duz axımında $Ca(HCO_3)_2$ duzu üstünlük təşkil edərək, onun miqdarı 2,2-90,8 min ton arasında dəyişir. Çay sularında həll olmuş $MgSO_4$ duzunun axımı 0,6-28,4 min ton, Na_2SO_4 duzunun axımı 0,2-11 min ton, $Mg(HCO_3)_2$ duzunun axımı 0,2-10,5 min ton, NaCl duzunun axımı isə 0,1-5,3 min ton arasında tərəddüd edir. Lənkəran vilayətinin hidrokarbonatlı sinfə malik olan çay sularının çoxillik orta ümumi duz axımı 570 min tona çatır ki, bunun 354 min tonu $Ca(HCO_3)_2$, 111 min tonu $MgSO_4$, 43 min tonu Na_2SO_4, 41 min tonu $Mg(HCO_3)_2$, 21 min tonu isə NaCl duzunun payına düşür (cədvəl).

Respublika ərazisində yalnız Viləşçay və Astaraçay hövzələrində yayılmış xloridli sinfə malik olan sularda həll olmuş duzların ümumi miqdarı 122 min tona çatır. Həll olmuş duzların axımında NaCl üstünlük təşkil edərək, 54 min ton təşkil edir. 2-ci yerdə 39 min tonla $Ca(HCO_3)_2$, 3-cü yerdə 19 min tonla $CaSO_4$, 4-cü yerdə 8 min tonla $MgSO_4$, 5-ci yerdə isə 2 min tonla $MgCl_2$ duzu təmsil olunur. Qeyd edək ki, $MgCl_2$ duzu respublika ərazisində yalnız Viləşçay və Astaraçay sularında həll olmuşdur.

Apardığımız tədqiqat göstərir ki, sulfatlı sulara malik olan Girdimançay-Ataçayarası və Balakənçay-Katexçayarası ərazilərdən axan çayların ümumi duz axımı 2,6 min tonla (Zoğalavaçay) 79 min ton (Katexçay) arasında dəyişir. Hidrokarbonatlı sulara malik olan çaylarda olduğu kimi, bu çayların sularında da 5 qrup duz üstünlük təşkil edir.. Həll olmuş duzlardan $Ca(HCO_3)_2$-ın miqdarı üstün olaraq, 1,3-38 min ton arasında dəyişir. Lakin hidrokarbonatlı sulardan fərqli olaraq sulfatlı sularda onun payı xeyli azalaraq, ümumi duz axımının 48%-nə bərabər olur. Cədvəldən göründüyü kimi, bu çayların sularında $Mg(HCO_3)_2$ duzu iştirak etmir və onun yerini təxminən eyni miqdarda $CaSO_4$ duzu tutur. Həll olmuş duzların 27%-i $MgSO_4$ duzunun payına düşür və bu duzun miqdarı 0,7 min tonla 21 min ton arasında dəyişir. Sulfatlı sinfə aid olan çay sularında miqdarına görə 3-cü yeri Na_2SO_4 duzu tutur. Ümumi duz axımının 13%-i ilə təmsil olunan bu duzun miqdarı 0,3-10 min ton arasında dəyişir. Çoxillik orta qiyməti 0,2-7 min ton arasında dəyişən $CaSO_4$ duzu ümumi duz axımının 8,5%-ni təşkil edir. Hidrokarbonatlı sinfə aid olan çay sularında olduğu kimi, sulfatlı sinfə mənsub olan çay sularında da NaCl duzunun payı ümumi duz axımının yalnız 3%-dən bir qədər çoxunu təşkil edir. Qeyd edək ki, hidrokarbonatlı sinfə aid olan çay sularında həll olmuş Na_2SO_4 və $Mg(HCO_3)_2$ duzlarının həm faiz göstəriciləri, həm də mütləq qiymətləri bir-birindən cüzi fərqlənirsə, sulfatlı sinfə mənsub olan çay sularında həll olmuş duzların göstərilən göstəricilərinin kəskin fərqləndiyi müşahidə olunur. Hesablamalarımız göstərir ki, sulfatlı sinfə mənsub olan çay sularının ümumi duz axımının çoxillik orta qiyməti 336 min tona çatır. Bunun 162 min tonu $Ca(HCO_3)_2$, 90 min tonu $MgSO_4$, 45 min tonu Na_2SO_4, 28 min tonu $CaSO_4$, 11 min tonu isə NaCl duzunun payına düşür (cədvəl).

Beləliklə, apardığımız tədqiqat göstərir ki, respublikanın dağ çaylarının çoxillik orta ümumi duz axımı 7 milyon ton təşkil edir. Bu duzların 61%-ni (4,27 mln.ton) $Ca(HCO_3)_2$, 19,7%-ni (1,38 mln.ton) $MgSO_4$, 7,6%-ni (0,536 mln.ton) Na_2SO_4, 6,7%-ni (0,470 mln.ton) $Mg(HCO_3)_2$, 4,3%-ni (0,300 mln.ton) NaCl, 0,7%-ni (0,047 mln.ton) $CaSO_4$, cəmi 0,03%-ni isə (0,002 mln.ton) $MgCl_2$ duzu təşkil edir.

ƏDƏBİYYAT

ABDUYEV, M.A. 2007. Çay sularının kimyəvi tərkibinə görə təsnifatı (Azərbaycan Respublikası daxilində). *AMEA Xəbərləri.Yer elmləri.* 4, 73-77.

ABDUYEV, M.A. 2009. Azərbaycanın dağ çaylarının duz axımı. *BDU-nun 90 illik yubileyinə həsr olunmuş Beynəlxalq konfransın materiallarında.* Bakı, 545-547.

АБДУЕВ, М.Р. 1968. Почвы с делювиальной формой засоление и вопросы их мелиорации. Баку. 269

АЛЕКИН, О.А. 1970. Основы гидрохимии. Гидрометеоиздат. Ленинград. 444.

ГАДЖИЕВ, Г.А. 1984. Химический сток и загрязнение рек Большого Кавказа в пределах Азербайджанской ССР. *Автореф. дис. на соискание уч. степ. канд. геогр. наук.* Баку. 24.

ГЕОЛОГИЯ АЗЕРБАЙДЖАНА. 2008. Т. VII – Гидрогеология и инженерная геология. Баку. 379.

НИКОНОРОВ, А.М., ИВАНИК, В.М., ПИРУМОВА, Е. И. 2004. Тенденции многолетних изменений солевого состава воды р. Дон в нижнем течении. *Метеорология и гидрология,* 11, 83-89.

ПИРУМОВА, Е.И. 2006. Особенности пространственно-временних изменений минерализации и компонентов солевого состава воды р. Дон в нижнем течении. *Автореф. дис. на соискание уч. степ. канд. геогр. наук.* Ростов-на-Дону. 29.

РУСТАМОВ, С.Г., КАШКАЙ, Р.М. 1989. Водные ресурсы Азербайджанской ССР. Элм Баку. 180.

САМАРИНА, В.С. 1977. Гидрогеохимия. Ленинград. 358.

MEYBECK, M. 1979. Concentratios des aux fluviales en elements majeurs et apports en solution aux oceans. *Rev. Geol. Dynam Geogr. Phys.* , V, 21, 3, 215-246.

Məqaləyə c.e.d. V.A.Məmmədov rəy vermişdir

© Ə.A.Əliyev, 2013

BAKI-QUBA VƏ RUSİYA SƏRHƏDİ (M-1) AVTOMOBİL YOLUNDA HƏRƏKƏT İNTENSİVLİYİNİN ƏTRAF MÜHİTƏ TƏSİRİ

Ə.A.Əliyev

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

Məlumdur ki, ətraf mühiti çirkləndirən əsas mənbələrdən biri də avtomobil nəqliyyatıdır. Tədqiq etdiyimiz Bakı-Quba və Rusiya sərhədi (M-1) avtomobil yolu istər respublikadaxili, istərsə də tranzit avtomobillərin hərəkətinin günbəgün intensivləşdiyi nəqliyyat qovşağıdır. Məhz bu qovşaqdan keçən nəqliyyat vasitələrindən ətraf mühitin aktiv zonasına, o cümlədən torpaq və bitki örtüyünün üzərinə birbaşa xeyli və aramsız zərərli maddələr daxil olur. Ərazinin intensiv kənd təsərrüfatı zonası, eləcə də Bakı və Sumqayıt kimi iri yaşayış məntəqələrimizi içməli su ilə təmin edən Samur-Abşeron kanalının buradan keçməsi bu problemin tədqiqini daha da aktuallaşdırır.

Nəqliyyat ictimai istehsalın maddi-texniki bazasının ən mühüm elementlərindən biri olmaqla müasir cəmiyyətin fəaliyyətinin zəruri atributlarından biridir. Cəmiyyətin inkişaf etmiş nəqliyyat şəbəkəsi ilə təminatının böyük üstünlükləri ilə bərabər, onun daimi və dinamik inkişafı landşaftın bütün komponentlərinə, ilk növbədə hava, su və torpaq qatına zərərli təsiri qaçılmazdır. Məlumdur ki, ətraf mühitin vəziyyəti təbii və antropogen təsirlər nəticəsində kifayət qədər dəyişikliyə məruz qalır və bu təsirlərin istiqamətlərində əhəmiyyətli dərəcədə fərqlər vardır. Bir qayda olaraq, təbii təsirlər nəticəsində ekoloji şəraiti fasiləsiz olaraq dəyişilmələrə məruz qalır ki, sonradan tədrici təkamül nəticəsində onun ilkin vəziyyətə qayitması üçün uzun tarixi dövr lazım olur (Budaqov, 1990, 1994).

Təbii dəyişilmələrdən fərqli olaraq, təbii geosistemlərin antropogen amillərdən asılı olan dəyişilmələri tez və intensiv baş verir. Belə ki, son onillilkərdə baş verən dəyişilmələr min, hətta milyon illər ərzində baş vermiş dəyişilmələrdən daha miqyaslı və əhatəli olmuşdur. Bundan əlavə, təbii dəyişilmələrdən fərqli olaraq, antropogen dəyişilmələrdən sonra təbii komplekslərin özünübərpası, yəni ilkin vəziyyətə qayıtması baş verməyə də bilər (Museyıbov, 2003; İsayev və b., 2003). Müşahidələr göstərir ki, daxiliyanma mühərriki olan bütün nəqliyyat növləri bu və ya başqa şəkildə canlıların ən çox təmasda olduğu coğrafi təbəqənin alt qatını tərkibində kifayət qədər zərərli kimyəvi birləşmələr olan işlənmiş qazlarla çirkləndirir. Avtomobil həmçinin havadakı oksigeni ən çox işlədən nəqliyyat növüdür. Məsələn, əgər hər bir insan sutka ərzində 20 kq (15,5 m^3) və ya ildə 7,5 t oksigen sərf edirsə, avtomobil 1 kq benzinin yandırılması üçün 12 m^3 hava və ya 250 l oksigen işlədir. Aparılmış tədqiqatlar isə göstərir ki, havada oksigenin miqdarı 17%-dən aşağı olduqda insanlarda nasazlıq əlamətləri, 12%-dən az olduqda isə həyat üçün təhlükə yaranır. Tədqiqatçıların fikrinə görə ayrı-ayrı nəqliyyat vasitələrinin atmosferin çirklənməsindəki payı müxtəlif olmaqla aşağıdakı qaydada paylanmışdır: avtomobillər – 85%, dəniz və çay nəqliyyatı – 5,3%, hava nəqliyyatı – 3,7%, dəmir yolu nəqliyyatı – 3,5%, kənd təsərrüfatı texnikası – 2,5%. Avtomobillərin daxiliyanma mühərriklərindən ətraf mühitə əsasən zərərli olan 200-ə qədər kimyəvi birləşmələr buraxılır ki, onların da əsaslarını – karbon oksidləri 0,5-10%, azot oksidləri 0,8-2,5%, karbohidratlar – 3%, aldehidlər – 0,2%, təşkil edir (Xəlilov, 2006). Hazırda dünyada avtomobillərin havaya atdıqları tullantıların normaya uyğunlaşdırılması üç əsas istiqamətlə tənzimlənir. Bunlar daxiliyanma mühərriklərinin təkmilləşdirilməsi, avtomobil benzininin keyfiyyətinin yaxşılaşdırılması və nəhayət, neytrallaşdırıcılardan istifadədən ibarətdir. Işlənmiş qazların neytrallaşdırma sxemi avtomobil tullantılarının zəhərliliyinin aşağı salınmasının ən effektli metodudur. Onu da qeyd edək ki, son dövrlərdə benzin əvəzinə qaz yanacağının işlədilməsi daxiliyanma mühərriklərinin ekoloji nəticələrini yaxşılaşdırmır, əksinə, hətta onu aşağı salır. Ancaq bununla bərabər, bu zaman karbon oksidi və tüstü tullantılarını 1,5-2 dəfə aşağı salmaq olar. Burada isə müasir texnologiya öz sözünü deməlidir. Belə

ki, qaz yanacağını təbii birləşmələrdən, xüsusilə kükürdlü birləşmələrdən təmizləmək vacibdir. Bununla bərabər, mühərriklərin və onların sistemlərinin texniki vəziyyətinə də xüsusi diqqət vermək lazımdır. Daxiliyanma mühərriklərindəki köhnəlmə və müxtəlif nasazlıqlar zamanı zərərli tullantılar dəfələrlə artmış olur.

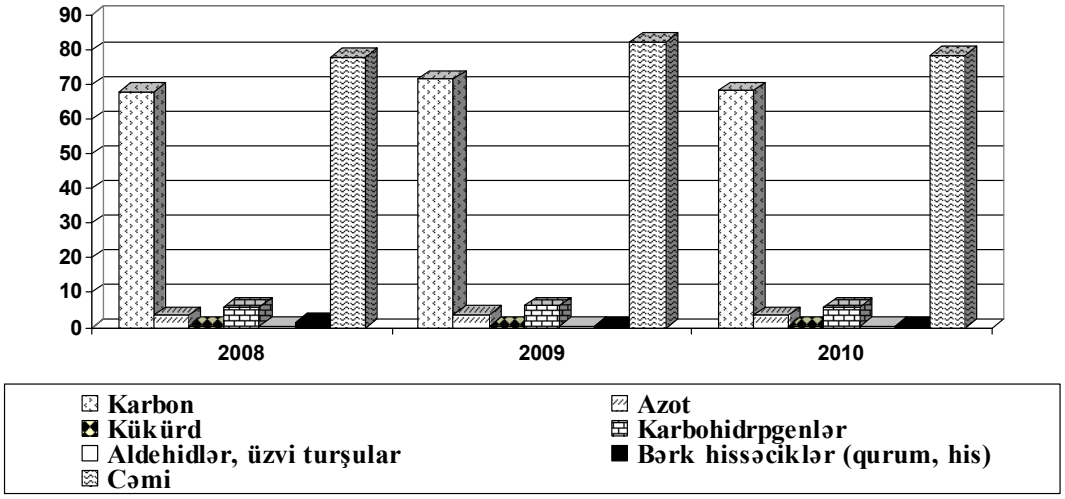
Məlum olduğu kimi, respublikamızda son dövrlər sovet istehsalı və xaricdən gətirilmiş işlənmiş avtomobillərin hesabına avtomobil parkı xeyli artmışdır. Bu da öz növbəsində ətraf mühitin kütləvi şəkildə çirklənməsininin əsas mənbələrindən birinə səbəb olmuşdur.

Azərbaycan Respublikası Dövlət Statistika Komitəsinin məlumatına görə, 2011-ci ildə respublikamızda bütün növlərdən olan 1,2 milyondan artıq avtonəqliyyat vasitəsi qeydə alınmışdır ki, bunların da 80%-ə qədəri minik avtomobilləridir. Tərəfimizdən Respublikamızın əsas nəqliyyat arteriyalarından olan Bakı-Quba və Rusiya sərhədi (M-1) magistral yolunda avtomobillərin sutkalıq intensivliyi, onların bu yolda atmosferə buraxdıqları zərərli maddələrin ümumi miqdarı və onun ətraf mühitə vurduğu zərəri hesablamışıq. Bu zaman Bakı-Quba və Rusiya sərhədi (M-1) avtomobil yolunun orta uzunluğunu 200 km, bu yolda yüngül avtomobillərin hər 100 kilometr məsafədə işlətdiyi orta yanacaq sərfinin təxminən 8 litr, avtobusların 16 litr, yük maşınlarının isə 20 litr olduğunu nəzərə almışıq.

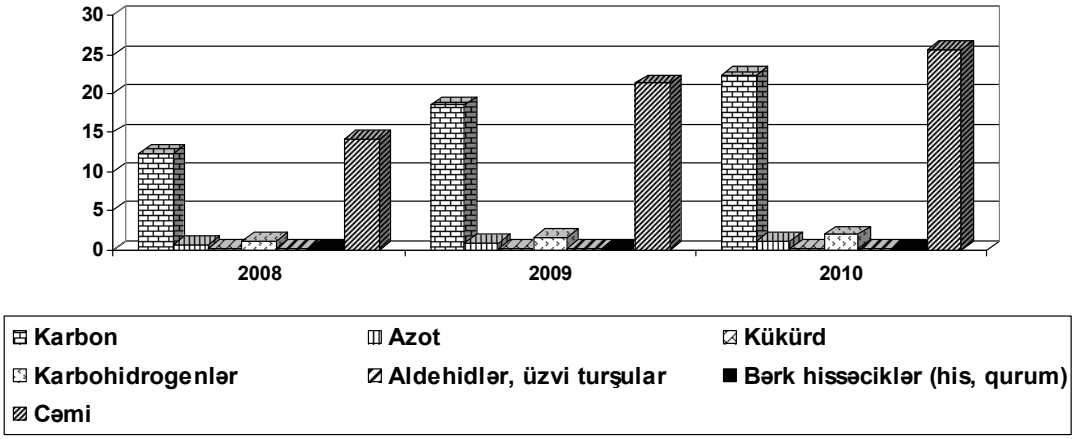
Cədvəldən göründüyü kimi, bu avtomagistraldan sutka ərzində keçən maşınların ümumi sayında illər üzrə təxminən 8-10% artım müşahidə olunmuşdur ki, bu da müvafiq olaraq əraziyə tökülən zərərli maddələrin miqdarında özünü aydın göstərir. Nümayiş etdirilən diaqramlara əsasən (Şəkil 1,2,3) deyə bilərik ki, magistral boyu buradan keçən bütün növ avtomobillərdən ətraf mühitə sutka ərzində orta hesabla cəm olaraq 2008-ci ildə 148,3 ton, 2009-cu ildə 165,0 ton, 2010-cu ildə isə 189,1 ton müxtəlif növ tullantılar atılmışdır. Bunların da təxminən yarıya qədəri minik avtomobillərinin payına düşür. Bundan başqa, yuxarıda qeyd edildiyi kimi, Bakı – Quba və Rusiya sərhədi (M-1) magistral yolunda avtomobillərin sayının günbəgün artımı ətraf mühit, eləcə də yolun yaxınlığından keçən və hətta bəzi yerlərdə onunla kəsişən Bakı və Sumqayıt əhalisinin bir hissəsini içməli su ilə təmin edən Samur – Abşeron kanalı üçün ekoloji baxımdan ciddi problemlər yaradır (Məmmədov, 1994; Потапов, 2000).

Bakı-Quba və Rusiya sərhədi (M-1) avtomobil yolunda hərəkətin orta sutkalıq intensivliyi və yanacaq sərfi

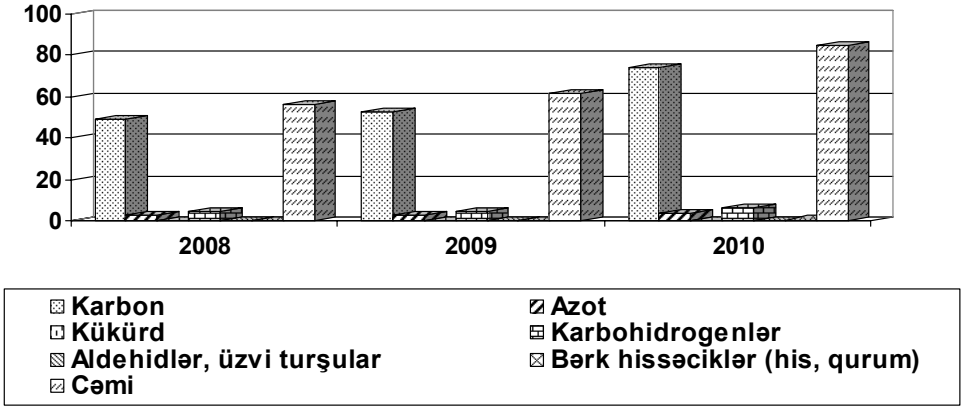
İllər	Yüngül avtomobillər			Avtobuslar			Yük maşınları			Cəmi	
	Sayı		Yanacaq sərfi	Sayı		Yanacaq sərfi	Sayı		Yanacaq sərfi	Sayı	Yanacaq sərfi
	ədəd	%	ton	ədəd	%	ton	ədəd	%	ton	ədəd	ton
2008	13420	72,0	171,8	1218	7,0	31,2	3866	21,0	123,7	18504	326,7
2009	14175	70,0	181,4	1831	9,1	46,9	4200	20,9	134,4	20206	362,7
2010	13495	63	172,8	2218	10,3	56,8	5847	27,1	187,1	21560	416,7



1-ci şəkil. Bakı-Quba və Rusiya sərhədi (M-1) magistralından keçən yüngül avtomobillərin atmosferə buraxdığı zərərli maddələrin miqdarı (orta sutkalıq / tonla)



2-ci şəkil. Bakı-Quba və Rusiya sərhədi (M-1) magistralından keçən avtobusların atmosferə buraxdığı zərərli maddələrin miqdarı (orta sutkalıq / tonla)



3-cü şəkil. Bakı-Quba və Rusiya sərhədi (M-1) magistralından keçən yük avtomobillərinin atmosferə buraxdığı zərərli maddələrin miqdarı (orta sutkalıq / tonla)

Son dövrlərdə Şabran rayonu ərazisində Taxtakörpü su anbarının tikilməsi və onun suyunun bir hissəsinin beton örtüklərlə Ceyranbatan su anbarı istiqamətinə yönəldilməsi bu fəsadların müəyyən qədər aradan qaldırılmasına kömək etsə də, problem hələ də qalmaqdadır. Samur-Abşeron kanalı sisteminə daxil olan Yaponiyanın Hippon Koei və Azərbaycanın Sulako LTD şirkətləri tərəfindən 2004-cü ilin dekabr ayında birlikdə hazırlanmış "Samur-Abşeron kanalı sistemi üzrə uzunmüddətli strategiya və texniki-iqtisadi əsaslandırmalar" layihəsinə görə, məcradan kənar olan bu su anbarı, əsasən, Böyük Qafqazın şimal-şərq yamacı çaylarının hesabına, maksimum su buraxma imkanı 75 m^3/san olan Vəlvələçay-Taxtakörpü kanalı vasitəsilə doldurulacaqdır. Abşeron yarımadası istiqamətində Ceyranbatan su anbarına qədər 111,4 km uzunluğu olan bu kanalın, yuxarıda qeyd etdiyimiz kimi, bir çox hissələrinin qapalı su ötürücülərindən ibarət olması onun və eləcə də Ceyranbatan gölü suyunun müxtəlif çirklənmə mənbələrindən, o cümlədən Bakı-Quba Rusiya sərhədi (M-1) magistral yolundan keçən avtomobillərin buraxdığı zərərli maddələrdən qoruyacaqdır. Ancaq bununla bərabər, magistral yol bir neçə yerdə Samur-Abşeron su kanalının yaxınından keçdiyi üçün kanalın bu hissələrində onun üzərini plastik örtüklərlə örtmək daha məqsədəmüvafiq olardı.

Yuxarıda qeyd etdiyimiz kimi, avtomobillərin daxiliyanma mühərriklərindən xaric olunan müxtəlif növ zərərli maddələrlə yanaşı, torpağa düşən ağır metal birləşmələri bitkilərin səthinə çökməklə, oradan da kök sistemi vasitəsilə bioloji dövrana qoşulur. Son nəticədə isə bunlar insan orqanizminə daxil olur. Bu isə, öz növbəsində, bir çox xəstəliklərin, o cümlədən əsəb və ruhi, hüceyrələrin fermentativ fəaliyyətinin pozulması və digər ağır xəstəliklərə səbəb olur.

Avtomagistral boyu torpaqların ağır metallarla çirklənmə səviyyələrinin öyrənilməsi nəticəsində müəyyən edilmişdir ki, onların yüksək konsentrasiyaları torpağın üst qatında (0-10 sm) yoldan 10-100 m məsafədə müşahidə olunur və yol verilən qatılıqdan dəfələrlə artıqdır (İsayev və b., 2003). Tədqiq olunan ərazinin paytaxt və Sumqayıt əhalisini içməli su ilə bərabər, həmçinin meyvə-tərəvəzlə təmin edən əsas region olduğunu nəzərə alsaq, burada qabaqlayıcı tədbirlərin görülməsi vacib

ƏDƏBİYYAT

BUDAQOV, B.Ə. 1994. Azərbaycan Respublikası ərazisinin ekoloji gərginlik dərəcəsinə görə ekoloji-coğrafi rayonlaşdırılması. *Təhlükəli təbiət hadisələrinə həsr edilmiş elmi-praktik konfransın* materiallarında. Bakı, Elm.

BUDAQOV, B.Ə. 1990. Azərbaycanın təbiət abidələri. Bakı.

İSAYEV, S.A., MƏSIMOV, A.Ə., İSAYEV, A.İ. 2003. Geoekologiya. Bakı.

MÜSEYİBOV, M.A. Azərbaycanın landşaftı. 2003. Bakı.

MƏMMƏDOV, Q.Ş. Aqroekologiya. 1994. Bakı.

XƏLİLOV, Ş.B. 2006. Azərbaycanın ekocoğrafi problemləri. Nafta-Press. Bakı.

ПОТАПОВ, А.Д. 2000. Экология. Высшая школа. Москва.

Məqaləyə c.e.d. E.K.Əlizadə rəy vermişdir