

Т.Х.Шоймуротов, Ш.О.Гафуров, К.Б.Юсупов

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИКО-ОРГАНИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В РАЗЛИЧНЫХ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ
(на примере месторождения Северный Майманак)**



**Шоймуротов Туйчи
Халикулович** –
главный советник по науке
и научной деятельности
ГУ «ИГИРНИГМ»,
докт. г.-м. наук.
E-mail: tuychi@ing.uz



**Гафуров Шухрат
Одилович** –
ассистент Ташкентского
государственного технического
университета им. И.Каримова.
E-mail: shurik else@mail.ru



**Юсупов Каримбой
Бобомурод ўгли** –
младший научный сотрудник
ГУ «ИГИРНИГМ».
E-mail: igirnigm@ing.uz

Введение. Среди многочисленных гидрогеологических показателей нефтегазоносности особое место занимают органогазогидрохимические, так как они непосредственно отражают наличие нефти и газа, а при определенных условиях могут служить и признаками наличия залежей углеводородов (УВ).

Закономерности распределения водорастворенных органических веществ (ВРОВ) в подземных водах седиментационных бассейнов всегда связаны с органическими веществами (ОВ) пород. В процессе геологической эволюции водонапорной системы содержание их чаще всего связано с образованием, миграцией УВ, формированием их скоплений в виде месторождений УВ, а также последующим разрушением. Таким образом, геохимические преобразования в системе «вода-порода» оказываются своего рода прямыми индикаторами наличия УВ-залежей. Поэтому данные состава и концентрации отдельных групп ВРОВ подземных вод (нафтенные кислоты, фенолы, бензолы, органический углерод $C_{орг}$ и др.) успешно используются в качестве прямых поисковых показателей УВ скоплений [1].

Значительный объем работ по изучению нефтегазопоискового значения ВРОВ Бухаро-Хивинского нефтегазоносного региона (БХНГР) выполнены под руководством Е.А.Барс. В результате был предложен ряд компонентов ВРОВ для повышения надежности оценки перспектив нефтегазоносности, а также выяснены закономерности растворения ВРОВ, такие как увеличение их содержания от типа и минерализации вод [2].

Детальный обзор исследований по изученности ОВ пластовых вод приводится в работах М.Е.Альтовского, Е.А.Барс и В.А.Кудрякова, где был выполнен большой объем исследований суммарных характеристик ВРОВ. Различают общее содержание углерода органических соединений в исследуемой воде, летучих из щелочной среды, входящих в состав последних нелетучих битумных углеродов ($C_{бит}$), являющихся частью ВРОВ, которые извлекаются из пластовых вод хлороформом, имеющих очень близкий состав к УВ, свободных скоплений, отмеченных четкой зависимостью между содержанием $C_{бит}$ и веществом залежи, с которой контактируют изучаемые воды [3].

Перманганатная окисляемость ($O_{\text{перм}}$) отражает содержание в водах легко окисляющихся органических компонентов. Ее величина определяется количеством окислителя в пересчете на кислород, затраченного на окисление ВРОВ, извлекаемого нейтральными растворителями (хлороформом) в единице объема воды. В составе ВРОВ преобладают восстановленные и трудно окисляющиеся соединения, содержание которых определяется при применении более сильного окислителя – йодата калия. Изучение изменений абсолютных значений окисляемых веществ ($O_{\text{йод}}$, $O_{\text{перм}}$) показало увеличение их по мере приближения к нефтяной залежи. Большинство исследователей признается необходимость совместного использования комплекса этих характеристик для познания надежности прогнозов нефтегазоносности.

В области изучения ВРОВ одним из важных направлений является выяснение поискового значения ароматических УВ и их оксидопроизводных – бензола, толуола и фенолов. В этом направлении лучше всего изучены фенолы, меньше – бензол и его гомологи.

Фенолы, как органические кислоты, вследствие своей кислой природы накапливаются в щелочных водах (гидрокарбонатно-натриевого типа) значительно в больших количествах, чем в водах хлор-кальциевого типа. Исследования показали, что летучие фенолы ($\Phi_{\text{лет}}$) накапливаются как в жестких, так и в щелочных водах, тяготеют к водам, связанным с залежами парафинистой легкой нефти и газоконденсата и содержатся в малых количествах в водах, контактирующих с залежами тяжелой нефти [4].

В большинстве нефтегазоносных районов установлена прямая связь содержания бензола с наличием ароматических соединений в нефтях и газоконденсатах, с газонасыщенностью вод с содержанием в газах гомологов метана и обратная зависимость от плотности нефтей. Генетическое родство бензола вод с ароматическими УВ нефти обеспечивает высокую надежность этого показателя, что установлено в Азово-Кубанском бассейне, в Туркмении, Ставрополе и на Устьурте [3, 5].

Материалы и методы исследований. Обобщение накопленных данных по ВРОВ пластовых вод нефтегазоносных регионов показало, что в зависимости от геологических и гидрогеологических условий для каждого региона существует свой набор наиболее инфор-

мативных показателей, которые могут быть использованы при поисках нефти и газа.

Однако, при явном преимуществе диагностики продуктивности объектов по программам распознавания (Кудряков и др.), практическое применение их тормозилось отсутствием количественной оценки масштабов ореольного эффекта, что обуславливало недостаточную конкретность рекомендаций по направлению поисково-разведочных работ.

Для обработки большого объема аналитических данных применительно к задачам органической гидрохимии в ГУ «ИГИРНИГМ» разработан пакет прикладных программ ППП «ХМ Voting» (А.Х.Хожиметов, Т.И.Муминджанов), с использованием приемов математической статистики, позволяющих объективно определять значения фона ВРОВ, выбирать комплексы наиболее достоверных показателей и оценивать их корреляционные связи с различными объектами. Применение этой программы позволяет не только дать математическую оценку достоверности прогноза по нескольким показателям, но и наметить направления улучшения соотношения этих показателей, т. е. оценить перспективы нефтегазоносности новых площадей путем построения карт зонального прогноза перспективности отложений на УВ сырье.

В результате изучения ВРОВ и газов установлены общие закономерности их распространения в подземной гидросфере и некоторые особенности изменения их содержания и состава в подземных водах нефтегазоносных регионов, в т. ч. явление ореольного рассеивания УВ из залежей в приконтурные и подошвенные воды.

В настоящее время по ряду месторождений БХНГР, на которых получены и проанализированы пробы пластовых вод из приконтурной и законтурной зон, появилась возможность проследить изменения различных органо-газогидрохимических параметров в зависимости от положения опробованного интервала относительно контакта «вода-нефть-газ» по площади и разрезу. Вместе с тем обнаружено, что масштабы этого ореольного эффекта существенно изменяются в различных гидрогеологических условиях – от практического отсутствия в обстановке инфильтрационного водообмена до первых километров по площади и первых десятков метров по разрезу от газоводяного и

водонефтяного контактов (ГВК и ВНК) в зоне распространения седиментогенных вод [6, 7].

В БХНГР существующие в карбонатной формации нефтегазопроизводящие породы почти реализовали свой генетический потенциал, что предопределило формирование многочисленных нефтяных и газовых месторождений. Однако темпы нефтегазодобычи в этом регионе, открытие новых месторождений УВ-сырья, вовлечение в процесс добычи новых территорий и стратиграфических комплексов не удовлетворяют реальные потребности, что в определенной мере связано с существованием ряда не изученных вопросов, в частности, степени реализации нефтегазопроизводящих свойств ниже-среднеюрских терригенных отложений, возможностей нефтегазонакопления в меловых отложениях и т. д.

В этом плане особенный интерес представляет оценка возможностей локального прогноза нефтегазоносности ниже-среднеюрских терригенных отложений БХНГР, куда в настоящее время сориентирован значительный объем геолого-разведочных работ. Такая оценка произведена нами на примере месторождения Северный Майманак, по которому имеется достаточно представительный фактический материал.

Результаты и обсуждение. Месторождение Северный Майманак расположено на южном склоне Мубарекского поднятия БХНГР. Представляет брахиантиклиналь северо-восточного простирания по изогипсе – 1880 м кровли верхнеюрской карбонатной формации $6 \times 3 \text{ км} \times 140 \text{ м}$. Газоконденсатная залежь содержится в XVIII горизонте юрской терригенной формации (ТФ).

По результатам опробования величины абсолютных отметок ГВК для XVIII горизонта в скважинах 1, 2, 4, 10 соответственно равны – 2129 м, 2134 м, 2133 м, 2142 м. Намечается тенденция к уменьшению абсолютных отметок ГВК от свода структуры в юго-западном и северо-восточном направлениях (рис. 1).

Подземные воды XVIII горизонта относятся к крепким рассолам хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы (по классификации В.Л.Сулина). Общая минерализация вод составляет 136,41–176,62 г/л с тенденцией роста с юга (скв. 1) на север (скв. 7) и, возможно, с юго-востока (160–170 г/л в скв. 4, судя по плотности воды,

равной 1,112–1,120 г/см³) и востока (130–160 г/л в скв. 3, плотность воды 1,103–1,11 г/см³) на северо-запад и запад к центральной части месторождения (см. рис. 1). Значения $r\text{Na}/r\text{Cl}$ (0,77–0,79) для этих вод свидетельствуют о высокой метаморфизации; сульфатность очень низкая ($r\text{SO}_4/r\text{Cl} = 0,002\text{--}0,004$). Воды содержат высокие концентрации окиси бора (469,0 мг/л), окиси азота (45,9 мг/л) и окиси кремнезема (12,0 мг/л) и др.

В ионно-солевом составе вод доминируют ионы хлора (83,77–108,58 г/л) и щелочных металлов (41,65–55,01 г/л), содержание которых увеличивается с ростом общей минерализации; кальций (8,72–11,12 г/л) значительно превалирует над магнием (1,61–1,52 г/л). Содержание сульфатов и гидрокарбонатов составляет соответственно 0,477–0,303 и 0,366–0,166 г/л. Для вод характерны пониженные значения pH (6,0–6,7).

Снижение приведенных пьезометрических напоров происходит с востока на запад и с юго-запада на северо-восток от 480–508,6 м (скв. 3) и 452,4 м (скв. 1), до 390,9–424,8 м (скв. 7, 8), что указывает на движение подземных вод в этом направлении. Это подтверждается одновременными изменениями гидрохимических параметров. Градиент падения напоров на северо-востоке месторождения ра-

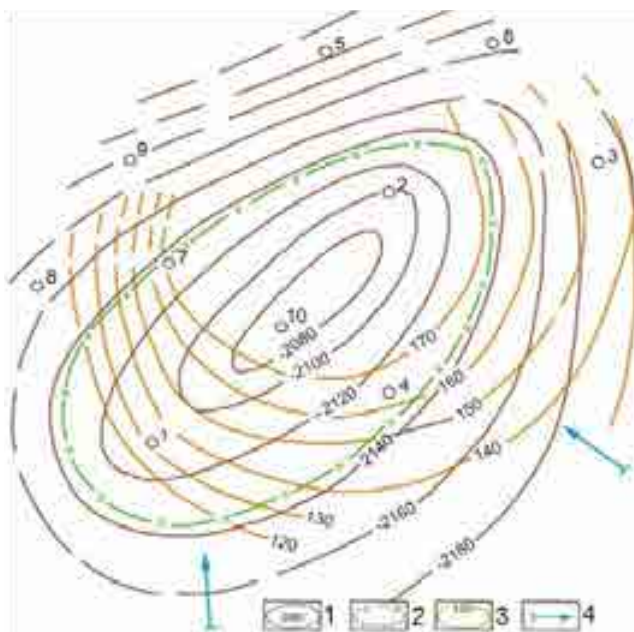


Рис. 1. Схематическая гидрогеологическая карта по кровле XVIII горизонта месторождения Северный Майманак. 1 – изогипсы кровли XVIII горизонта; 2 – контур газоносности; 3 – изминеры, г/л; 4 – направления движения подземных вод.

вен 27-30 м/км, а на юго-западе увеличивается до 40-45 м/км.

Приведенные выше гидрогеохимические и гидродинамические особенности согласуются с геотермическими данными. Величина пластовых температур в пределах XVIII горизонта увеличивается от центральной части струк-

симально в центральной части структуры (до 118,27-122,02 мг/л в скв. 4, 7) и уменьшается к западному и восточному склонам до 84,18 мг/л (скв. 8) и до 88,18 мг/л (скв. 3). Широкие колебания гидрохимико-органических параметров (табл. 1) связаны с различной удаленностью опробованных объектов от ГВК. Наиболее кон-

Таблица 1

Гидрохимико-органические параметры XVIII горизонта месторождения Северный Майманак*

Номер скважины	Интервал перфорации, м	Расстояния до ГВК и ВНК по площади, м	Величина параметров, мг/л					
		по разрезу	C _{бит}	O _{вод}	C _{перм}	НК	Ф _{лет}	Б
2	2506-2514	0/49	4,89	16,0	2,88		0	0,05
	2486-2496	0/26	6,72	17,3	5,12	сл.	0,07	0,18
	2554-2564	875/152	4,8	20,0	3,52	-	0,24	0,10
	2532-2512	8/5/75	4,61	10,9	3,2	-	0,14	0,0
4	2475-2479	0/15	7,30	21,3	4,48	0,80	2,19	0,05
	2450-2460	0/0	5,95	26,06	3,52	1,07	4,55	0,11
7	2474-2480	0/10	7,81	18,0	1,65	0,35	1,95	0,16
	2459-2464	0/0	6,53	3,33	4,54	-	1,07	2,60
8	2480-2485	375/19	10,08	60,0	1,60	1,30	1,25	0
	2462-2473	375/0	8,74	12,0	2,40	-	1,90	

Примечание. *Использованные сокращения расшифрованы в тексте статьи.

туры в юго-западном и северо-восточном направлении от 92-94°C на глубине 2455-2477 м до 98°C на глубине 2446 м (скв. 4, 7, 8, 10, юго-западная часть), а также до 97-104°C на глубине 2455-2584 м (скв. 1, северо-восточная часть). Диапазон изменения геотермического градиента и геотермической ступени на различных участках месторождения для юрского разреза довольно широк – от 2,72 до 4,23°C/100 м и от 36,80 до 23,6 м/°C в зависимости от литологического состава слагающих разрез отложений. Минимальные значения геотермического градиента (2,29-2,56°C/100 м) и, соответственно, максимальные ступени (43,5-39,0 м/°C) характерны для газовой части разреза карбонатной и терригенной формаций юры в сводовой части структуры (скв. 2), что объясняется теплоизолирующим эффектом газоконденсатной залежи.

Средняя пластовая температура в средней части газоконденсатной залежи XVIII горизонта – 95°C, а на отметке ГВК – 95,5°C.

Общее содержание водорастворенного органического углерода (Собщ) в водах XVIII горизонта, по данным 18 проб (скв. 2, 3, 4, 7 и 8), колеблется от 24,19 до 122,02 мг/л. Оно мак-

трастны изменения содержаний нафтеновых кислот (НК), летучих фенолов (Ф_{лет}) и бензола (Б) в водах приконтурных и законтурных скважин (рис. 2). Содержание НК изменяется от

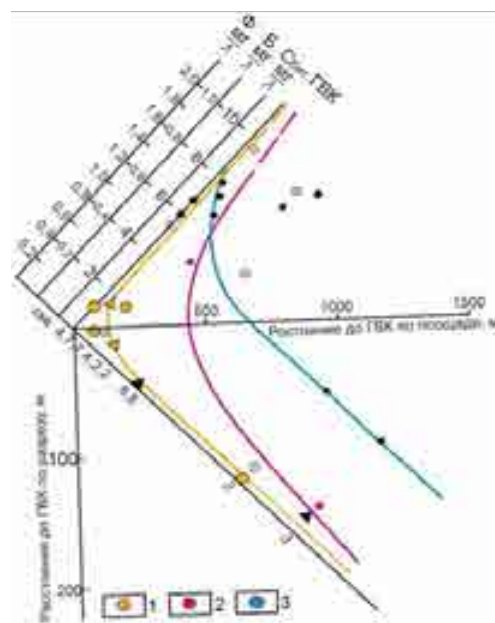


Рис. 2. Пространственный график изменения органо-гидрохимических параметров в XVIII горизонте месторождения Северный Майманак. Содержание: 1 – фенолов (Ф); 2 – бензола (Б); 3 – битуминозного углерода (C_{бит}).

следов до 1 мг/л и более при фоновом значении 0,44 мг/л. Сохраняется высоким (до 1,3 мг/л) на удалении от ГВК до 375 м по площади и до 20 м по разрезу (скв. 8), а на расстоянии 875 м по площади и 152 м по разрезу от ГВК (скв. 3) обнаружены в пределах 0,10 мг/л. Содержание $\Phi_{\text{лет}}$ в зоне ГВК достигает 4,55 мг/л при фоне 0,26 мг/л (скв. 4). С удалением от ГВК по разрезу оно резко снижается до 1,25-2,19 мг/л на расстоянии 10-20 м (скв. 4, 7, 8) и ниже фона на расстоянии более 25 м (скв. 2). Не менее четко прослеживается увеличение содержания $\Phi_{\text{лет}}$ в сторону ГВК по площади. Не превышает фона (0,24-0,14) на расстоянии 875 м (скв. 3). На расстоянии 375 м (скв. 8) равно 1,25-1,90 мг/л и достигает 1,95-4,55 мг/л во внутриконтурных скв. 4 и 7. Бензол либо отсутствует, либо обнаружен в виде следов на удалении от ГВК более 375 м по площади и более 10 м по разрезу при максимальном содержании 2,6 мг/л в зоне ГВК (скв. 7).

Менее четко прослеживается влияние залежи на ВРОВ по суммарным характеристикам,

(2,4 мг/л в скв. 8) и до 45 м по разрезу (2,88 мг/л в скв. 2).

Наиболее сложно распространение $C_{\text{бит}}$, хотя оно выше фона, равного 4,80 мг/л во всех изученных пробах вод, кроме одной, удаленной от ГВК (скв. 8) по площади (375 м) и по разрезу (19 м), однако диапазон изменения данного параметра внутри и в законтурных скважинах перекрывается, а по максимальным значениям $C_{\text{бит}}$ намечается тенденция их к повышению в сторону ГВК (см. рис. 2).

Для вод XVIII горизонта характерно невысокое содержание растворенных газов (972-1080 см³/л), приводящее к дефициту газонасыщенности до 50%, и преимущественно метановый их состав. Максимальный газовый фактор определен в зоне ГВК – 1080 см³/л (скв. 7). С удалением от ГВК он снижается: до 1037-1030 см³/л на расстоянии 375 м по площади и 20 м по разрезу и до 972 см³/л на максимальном удалении от ГВК – 875 м по площади и 176 м по разрезу (табл. 2, рис. 3). Параллельно снижается и коэффициент газонасыщенности

Таблица 2

Газогидрохимические параметры XVIII горизонта месторождения Северный Майманак

Номер скважины	Интервал перфорации, м	Расстояние до ГВК и ВНК по пл./по раз., м	Газов. фактор, см ³ /л	Состав газов/об				
				CH ₄	C ₂ +в	N ₂	CO ₂	Kг
3	2578-2590	875/176	972	95,89	1,27	0,46	2,38	0,51
3	2551-2564	875/152	1037	93,41	2,13	1,95	2,51	0,54
7	2459-2464	0/0	1080	91,61	2,49	4,46	1,44	0,58
8	2480-2485	375/19	1030	91,78	4,78	2,58	0,86	0,55

которые превышают фоновые значения во всех изученных пробах пластовых вод независимо от расстояния до ГВК. Однако и по некоторым из них удастся обнаружить повышение в сторону ГВК. Величина $O_{\text{вод}}$ изменяется от 9,3 до 60 мг/л при фоне 6,26 мг/л: на удалении от ГВК до 875 м по площади и 152 м по разрезу она достигает 20 мг/л, однако диапазон ее изменения в зоне ГВК 20-26,7 мг/л (скв. 7, 4), как и на удалении от ГВК на 875 м по площади и 152 м по разрезу, не позволяет однозначно оценить масштабы ореольного эффекта, которые превышают указанные расстояния от ГВК. Примерно аналогичны особенности распространения и легкоокисляемых компонентов ВРОВ: превышение величины $O_{\text{перм}}$ над фоном (1,25 мг/л) установлено во всех изученных пробах вод, но ее максимальные значения заметно снижаются с удалением от ГВК до 375 м по площади

пластовых вод от 0,58 до 0,51. Таким образом, по указанным параметрам достаточно четко прослеживается ореольный эффект от залежи: по величине Γ_{ϕ} – латеральный 1200 м и вертикальный 100 м при фоновом значении 1 м³/м³; по величине Kг – латеральный 1000 м и вертикальный 140 м при фоновом значении 0,53.

В отношении газового состава пластовых вод такой эффект обнаружить не удастся. Содержание метана практически одинаково в зоне ГВК (скв. 7) и на удалении от ГВК до 375 м по площади и 20 м по разрезу, а в скв. 3, наиболее удаленной от ГВК, оно даже несколько выше (93,4-95,9%). Содержание гомологов метана в зоне ГВК 2,49%, т. е. выше, чем на максимальном удалении от ГВК (скв. 3), но ниже, чем в скв. 8, где изученная проба отобрана на расстоянии от ГВК 375 м по площади и 20 м по разрезу.

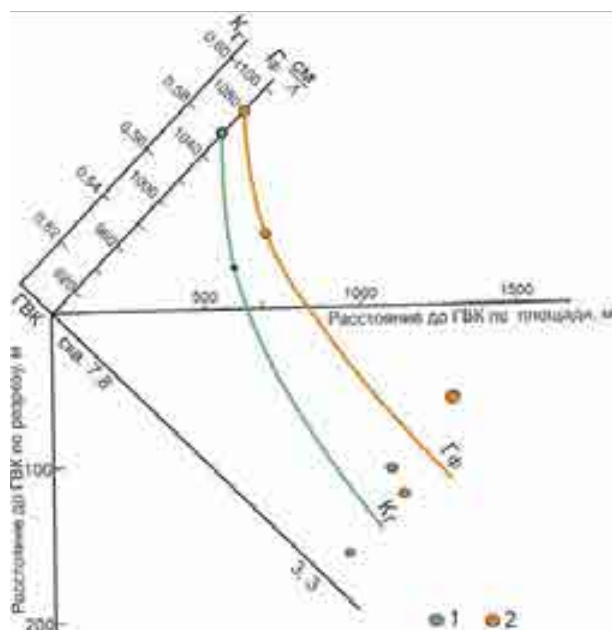


Рис. 3. Пространственный график изменения газосодержания и коэффициента газонасыщенности пластовых вод XVIII горизонта месторождения Северный Майманак.

Заключение. Таким образом, характерной особенностью юрского водонапорного комплекса месторождения является совпадение направления повышения минерализации вод с направлением падения приведенных напоров и пластовой температуры: с востока на запад, с юго-запада на северо-восток, что подтверждается ростом величины абсолютных отметок ГВК залежей в этом направлении.

Выявлена связь повышенных концентраций водорастворенного органического вещества, высокой газонасыщенности пластовых вод и отрицательной термоаномалии с залежами углеводородов.

Ореольный эффект газоконденсатной залежи прослеживается уверенно по пяти параметрам: содержанию нафтеновых кислот,

фенолов, бензолов, водорастворенных газов и коэффициенту газонасыщенности. Полученные данные свидетельствуют о возможности использования органо-газогидрохимических параметров при оценке нефтегазоносности юрской терригенной формации площадей или отдельных локальных структур БХНГР, а также вероятно по другим нефтегазоносным регионам по результатам опробования первых поисковых скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. - М.: Недра, 1992. - 30 с.
2. Барс Е.А. Органическая гидрогеохимия нефтегазоносных бассейнов. - М.: Недра, 1982.
3. Кудряков В.А. Нефтегазонакопление в геогидродинамических системах. - Т.: Фан, 1985. - С. 102-105.
4. Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопроисковая гидрогеология. - М.: Недра, 1982.
5. Карцештейн В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. - М.: Недра, 1976.
6. Шоймуротов Т.Х., Исмаилова А.Б., Буриева С.Р. Водорастворенные органические вещества пластовых вод как дополнительный источник и форма миграции углеводородов // Геология и минеральные ресурсы. - 2019. - № 6. - С. 44-46.
7. Шоймуротов Т.Х., Исмаилова А.Б., Буриева С.Р. Зональность распределения органического вещества в подземных водах осадочного разреза Ферганской впадины в связи с нефтегазоносностью // Узб. журн. нефти и газа. - 2019. - № 3. - С. 18-20.

Статья представлена членом редколлегии докт. г.-м. наук Г.С.Абдуллаевым.