

ӨОЖ 622.031:556.114

Ниязбекова А.Б., химия ғылымдарының кандидаты

Мұратова А.С., магистрант

«Жәңгір хан атындағы Батыс Қазақстан аграрлық-техникалық университеті» КеАҚ, Орал қ.,
Қазақстан Республикасы

ЧИНАРЕВ КЕН ОРНЫНЫҢ ҚАБАТ СУЛАРЫНЫҢ ХИМИЯЛЫҚ ҚҰРАМЫ МЕН ФИЗИКАЛЫҚ КӨРСЕТКІШТЕРІН АНЫҚТАУ

Аннотация

Чинарев - Батыс Қазақстан облысында, Орал қаласынан солтүстік-шығыста 40 км жерде орналасқан мұнай-газ конденсаты кен орны. Өнімділіктің екі қатқабаты анықталған: төменгі-ортаңғы девонның газды-конденсатты қатқабатында (4830-5180 м) екі жатын (би және афонит жатындары) және жоғарғы турненің қатқабатында (4275-4400 м) бір газ-мұнай жатыны. Ортаңғы девон жатыны оңтүстік қанаты ендікке жұық бағыттағы жарылыммен тілінген пликативтік-тектоникалық брахипішінді құрылымды түзуші би және афонин ең оңаты шөгінділерімен байланысқан. Жатындар солтүстігінен құрылымдық тұйықталу арқылы қалқаланған. Жинауыштар сазды таужыныстармен кезектесе қабаттасқан әктастардан, доломиттерден (органогендік, органогендік-детриттік, кейде биогермдік) құралған.

Қабаттың өнімді және сулы бөліктері бір-бірімен байланысты және тұтас гидродинамикалық жүйені құрайды. Кен орындарын эксплуатациялау кезіндегі қабат қысымы немесе қабат сұйықтықтары қасиеттерімен байланысты өзгерістер резервуарлардың сулы бөліктерінің қатысуымен жүреді. Сонымен қатар мұнай-газ жабдықтарының коррозиялық процестеріне қабат суы агрессивті орталарының ықпал ететіні мәлім. Сол себепті өндірістік практикада қабат суларының қасиеттері үлкен маңызға ие.

Мұнай-газ өнеркәсібінің жабдықтарын коррозиядан қорғау мәселесі күкіртті мұнайларды өндіру мен өңдеудің ұлғаюы және қабатқа әсер етуші жаңа прогрессивті әдістердің кең қолданылуына байланысты арнайы көңіл аударуды талап етеді. Бұл жұмыста лабораториялық жағдайда - титриметриялық және потенциометриялық әдістермен, платномер құрылғыларымен БҚО, Каспий маңы ойысының солтүстік бөлігіндегі Чинарев мұнай-газ конденсат кен орнының қабат суының химиялық құрамы анықталды, олардың физикалық көрсеткіштері зерттелінді.

Түйін сөздер: коррозия, қабат суы, потенциостат, минералдылық, тығыздық, күкіртсутек.

Коррозия әлемдік экономикаға елеулі шығындар әкеледі. Ақпараттарға сүйенсек, жыл сайын коррозиядан туатын тікелей әлемдік шығындар 1,8 трлн.АҚШ дол құрайды, АҚШ, Ұлыбритания, Германия сияқты мемлекеттерде ішкі бірлік өнімінің 3 % жетеді. Коррозиямен күресуде тек мұнай өнеркәсібінің өзінде жалпы әлемдік шығындар 3,7 млрд дол.жыл., жетеді. Мұнай-газ саласында коррозияға қарсы ингибиторлар үлкен сұранысқа ие. Бұл ол жерде кездесетін агрессивті орталармен және оларды пайдалану нәтижесінде туындайтын үлкен техникалық және экономикалық әсерлерге байланысты. Агрессивті орталардың қасиеттері үлкен көлемдегі минералды сулардың, күкіртсутек және көміртек диоксидінің болуына байланысты [1]. Әсіресе мұнай өндіруді арттыру мақсатында жоғары минералданған суды айдау және көбінесі тұз қышқылын қолдану арқылы ұңғыманы қышқылды өңдеу жасалынатын

ескі кен орындарының жабдықтары коррозиядан едәуір зардап шегеді [2]. Мұнай-газ кен орындарының ұңғымадан шығарылған қабат суларында белгілі бір мөлшерде минералды тұздар болады. Қабат суларының химиялық құрамы кен орынын өңдеуде негізгі критерийлердің бірі болып табылады және мұнай беруді арттырудың екіншілік әдістерінде пластқа берілетін суды анықтауда, сонымен қатар суландыру көзін дұрыс анықтауда және процесс мәліметтерін қадағанда маңызды болып табылады. Қабат суының жоғары минералдылығы әсерінен неорганикалық тұздардың тұнуы мұнай өңдеу аппараттарының бұзылуы мен бітелуіне әкеледі. Минералды тұздар тұнбасымен күресудің тиімді әдісін таңдау үшін пласт суларының тұрақты гидрохимиялық мониторингі жүргізіледі және коллекторда ерімейтін неорганикалық тұздар түзілуін болдырмас үшін пласт суы мен пласт қысымын қалыпты ұстауға қажетті ерітіндінің сәйкес келуін зерттейді.

Қабат суының физикалық параметрлері, химиялық құрамы мен минералдану дәрежесін анықтау маңызды.

Қабат суы тығыздығы параметрі, келесі физикалық қасиеттерге байланысты - минералдылыққа, температура мен қабат қысымына [3]. Қабат суының тығыздығы еріген тұздар мөлшеріне тікелей пропорционалды екені белгілі және 1010-1210 кг/м³ арасында өзгеріп отырады. Беткі аймақта қабат суының тығыздығы үнемі 1-ден жоғары болады, тіпті 1,3 г/см³ - ке дейін жетеді. Тығыздық көрсеткішіне байланысты және басқа да параметрлермен бірге судың шығу тегін анықтауға болады.

Табиғи суларда көптеген әр түрлі иондар кездеседі. Қабат суында механикалық қоспалар, аз мөлшерлі гидраттар және темір оксиді мен көп мөлшерде тұздар кездеседі. Мұнай және газ кен орындарының қабат суларының химиялық құрамы өнімді мұнайлы және сулы қабаттарға байланысты. Сол себепті әр түрлі химиялық ерекшеліктеріне байланысты сипатталады. Су құрамы кедергі келтіретін жыныстардың геологиялық жасына және химиялық қасиеттеріне, сонымен қатар мұнай мен газға байланысты. Яғни, әр түрлі кен орындарында қабат суларының химиялық құрамы әр түрлі болатынын көруге болады. Қабат суларының қасиеті мен химиялық құрамы резервуарларды өңдеу мүмкіндігіне де байланысты болады. Мұнайды өндіру кезінде қысымның, температураның төмендеуі, басқа қабат суларымен араласуы - дегазацияға және иондық тепе-теңдіктің бұзылуына әкеледі. Басқа табиғи сулар секілді қабат суларының химиялық құрамын салыстыру үшін әр түрлі белгілеріне байланысты классификациялайды. Жүйедегі тепе-теңдіктің бұзылуына байланысты, тұздар тұнбаға түсіп өнімді пласттардың кеуектерін бітейді және судың капилляр каналдарына өтуіне кедергі жасайды сол себепті тұз шөгінділерінің түзілуі мен аппараттардың коррозиясына әкеледі. Барлық кезеңдерінде негізгі компоненттердің нақты концентрацияларын қою арқылы лабораториялық анализдермен ортаның құрамын қадағалау қажет. Көп кездесетін катиондар Na⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, ал аниондар Cl⁻, SO₄²⁻, HCO₃⁻. Бұл негізгі алты ионнан басқа, CO₃²⁻, HSiO₃⁻, K⁺, Fe²⁺ иондары кездеседі. Алайда, алты ионға қарағанда олар он есе, жүз есе аз мөлшерде кездеседі.

Судың кермектілігі, кальций мен магний катиондарының суммарлы мөлшері. Жалпы, уақытша және тұрақты кермектілікті ажыратуға болады. Судағы Ca²⁺ және Mg²⁺ иондарының көздері - әктер, доломит, гипс, күрделі алюмосиликаттардың ерітінділері. Гидрокарбонат-иондарының көздері көміртек диоксиді әсерінен карбонатты жыныстардың еруімен байланысты. Сульфат-иондары табиғи суларға гипсті жыныстардың еруі, сульфидтер, күкірт және күкірторганикалық қосылыстардың тотығуы нәтижесінде түседі. Сульфат-иондарының көп мөлшері өндірістік қалдықтардың әсерінен болатын атмосфералық тұнбалар нәтижесінде пайда болады. K⁺, Na⁺, Cl⁻ иондары осы иондардың тұздары бар жыныстардың еруінен түседі. Хлор-иондары көп мөлшерде HCl түрінде вулкандардың атқылау кезінде пайда болады.

Күкіртсутекті мұнай-газ кен орындары жұмысының сенімділігі көбінесе ингибиторлардың қорғау тиімділігімен анықталады. H₂S және CO₂ бірге кездесуі коррозияны күрт арттырады. H₂S-ң жоғары концентрациясы кезінде (250-500 мг/л) төмен көміртекті

болаттардың коррозия жылдамдығы жылына 1,2-1,3 мм/ж-ге жетуі мүмкін. Көміртектің қос тотығы электролитті қышқылдайды және өте тиімді катодты сульфидті тұнбалар түзілу жылдамдығын арттырады. Су минералдылығы- ерітілген тұздардың, ион және коллоидтардың суммарлы мөлшері г /л. Негізінен пласт суларының көпшілігі жоғары минералдылыққа ие. Ол 300 г/м³ –тан 80 кг/м³ –қа дейінгі кең диапазонда кездеседі. Минералдандыру дәрежесіне сәйкес пласт сулары төрт түрге бөлінеді: ащы (Q> 50 г / л); тұзды (10 <Q <50 г / л); тұздық (1 <Q <10 г / л); тұщы су (Q £ 1 г / л). Табиғи судың тұздылығы қабаттардың тереңдігімен артады. Пласт суының минералдылығы негізгі алты ионның мөлшеріне байланысты, яғни Cl⁻, SO₄²⁻, HCO₃⁻, Na⁺, Ca²⁺, Mg²⁺ [4].

Негізінен теңіз суларының 89 пайызы хлоридтерден тұрады (натрий,калий және магний), 10 пайызы сульфаттардан (натрий,калий, магний) және 1 пайызы карбонаттардың (натрий,кальций) және т.б тұздардың үлесіне тиесілі. Тұщы суларда карбонат (80 %-ға дейін), кальций және магний иондары басым. Жоғары минералданған суларда Cl⁻, Na⁺ иондары басым, Mg²⁺ аз мөлшерде және Ca²⁺ өте сирек кездеседі (1 кесте).

1 кесте - Чинарев кен орнының қабат суының жалпы кермектілігі, катиондық құрамы

Кен орыны	Жалпы кермектілік, мг-экв/л	Катиондардың мөлшері мг/л		
		Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ , K ⁺
Чинарев	800	122,5*10 ²	22,50*10 ²	824,22*10 ²
ШРК (мг/л)		180	40	200

Қабат суларының маңызды көрсеткіштерінің біріне сулы ерітінділердің қышқылдық немесе сілтілік ортаны көрсететін сутек иондарының концентрациясы (рН- сутектік көрсеткіші) жатады. Мұнай-газ гидрологиясында рН-қа байланысты барлық сулар жіктеледі: 1) 3-ке дейін-қышқыл; 2) 4-6- әлсіз қышқылдық; 3) 7- бейтарап;4) 8-10 – әлсіз негіздік; 5) 11-14- сілтілік.

Көп жағдайда суларды В.А Сулинның (1948) классификациясы [5] бойынша анықтайды, ол мынадай генетикалық коэффициенттер бойынша анықталынады - $\frac{rNa}{rCl}, \frac{rNa-rCl}{rSO_4}$ және $\frac{rCl-rNa}{rMg}$, қышқылдар мен негіздердің күшіне байланысты (яғни, ең алдымен күшті кейін әлсіздеу қышқылдар мен негіздер түседі). Жоғарыдағы қышқыл қалдықтарынан күштісі – хлоридтер,неғұрлым әлсізі – гидрокарбонат-иондары. Негіздердің ішінен натрий->магний ->кальций бағытында азаяды.

Зерттеудің мақсаты Чинарев кен орнының қабат суының физикалық параметрлерін, химиялық құрамын және минералдану дәрежесін анықтау. Пласт суының тығыздығын, химиялық құрамын және минералдану дәрежесін лабораториялық жағдайда титриметриялық, рН-метр және плотномер арқылы анализдер жүргізіліп анықталды.

Қабат суларының көпшілігінің құрамында хлорлы натрий, хлорлы кальций, хлорлы магний сияқты маңызды қосылыстар болады [6]. Кестеде берілген нәтижелерге сәйкес кальций-ионы 68 есе, магний-ионы 56 есе, ал натрий-калий 421 есе нормативті мөлшерден жоғары екені анықталды (2 кесте).

2 кесте - Чинарев кен орнының пласт суының аниондық құрамы

Кен орыны	Минералдылығы г/л	Тығыздығы г/см ³	рН	H ₂ S, мг/дм ²	CO ₂ , мг/дм ²	Аниондардың мөлшері мг/л		
						Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻
Чинарево	253	1,1677	6,61	158	28,9	155152	186	500
ШРК (мг/л)						350		500

Хлорид-иондарының мөлшері едәуір көп екенін айта аламыз $155,152 \text{ г/дм}^3$, сульфат-иондары аз мөлшері $0,5 \text{ г/дм}^3$ және өте аз мөлшерде $0,186 \text{ г/дм}^3$ гидрокарбонат иондары кездеседі. Чинарев кен орынының қабат суының анализі нәтижесінде кен орны Na, K, Ca және Mg катиондары, Cl анионы көп мөлшерде кездеседі деген қорытындығы келуге болады. Сонымен қатар зерттелінген пласт сулары тұзды суларға жататынын айта кетуге болады. Минералдылығы мұнай алынатын өнімді қабат тереңдігіне байланысты өседі. Бұл кен орынын натрий хлоридінің (галит) үлкен көлемде тұз шөгінділерінің түзілуі бар деп болжауға болады. Әлсіз қышқылдық ортаны көрсетеді. Қабат суында Mg және Fe-катиондарының кездесуі олардың жоғары коррозиялық активтілікке ие екенін атап өту керек (3 кесте).

3 кесте - Қабат суының иондық мөлшері, су түрі

Иондар	Na	Ca	Mg	K	Cl	SO ₄	HCO ₃
%	81,7	13,96	4,27	0,07	99,69	0,24	0,07
Су түрі	$\frac{rNa}{rCl}$		$\frac{rNa - rCl}{rSO_4}$		$\frac{rCl - rNa}{rMg}$		
Сульфатты-натрилі	>1		<1		-		
Гидрокарбонатты-Натрилі	>1		>1		-		
Хлорлы-магнийлі	<1		-		<1		
Хлорлі-кальцилі	<1		-		>1		

Қабат суының пайыздық мәліметтеріне сүйенсек катиондық үлес бойынша негізгі үлес натрий-ионы, ал аниондық құрамы бойынша 100 пайызға жуық хлор иондарының үлесіне тиесілі. Сәйкесінше В.А. Сулинның классификациясына сүйеніп жүргізілген есептеулерге байланысты $\frac{rNa}{rCl} < 1$ болғандықтан $\frac{rCl - rNa}{rMg}$ қолданылды және $\frac{rCl - rNa}{rMg} > 1$, яғни хлор-кальцийлі су типіне жатады. Бұл анықтамалық мәліметтерді растайды.

Қорытынды. Осы зерттеу нәтижелеріне байланысты Чинарев кен орынының пласт суының химиялық құрамы, физикалық көрсеткіштері анықталды. Қабат суында агрессивті орталар- күкіртсутек пен көмірқышқыл газының болуы, қышқылдық ортаның басым болуы коррозиялық процесті ұлғайтады.

ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Цыганкова Л.Е., Корякина Е.А. Коррозия и защита стали Ст3 в 0,01 н растворе HCl ингибиторами серии «АМДОР» // Коррозия: материалы, защита. - 2005. - №8. - С. 30 – 36.
2. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. - М.: Физматлит, 2002. - 335 с.
3. Логинов Н.Я., Воскресенский А.Г., Солодкин И.С. Аналитическая химия. М.: Просвещение, 1975. - 487 с.
4. Руководство по химическому анализу поверхностных вод суши / Под ред. А.Д. Семенова. – Л.: Гидрометиздат, 1977. – 542 с.
4. Сулин В.А. Гидрогеология нефтяных месторождений. – М.: ГОСТОПТЕХИЗДАТ, 1948. – 474 с.
5. Инструкция по гидрохимическому контролю за эксплуатацией газовых скважин Астраханского ГКМ: отчет о НИР / Волго-Урал. науч.-исслед. и проект. ин-т газ. Рук. Севастьянов О. М. – Оренбург, 1989. – 19 с.

РЕЗЮМЕ

Чинаревское - нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Западно-Казакстанской области, в 40 км к северо-востоку от г. Уральска. Находится в северной бортовой зоне Прикаспийской впадины. На месторождении установлено два этажа продуктивности: нижний (инт. 4830-5180 м) среднедевонский газоконденсатный и верхний (инт. 4275-4400 м) турнейский газонефтяной. Месторождение расположено в пределах одноимённого выступа фундамента, структура приурочена к его северному склону и с юга, по восстанию, экранируется субширотным тектоническим нарушением. Водосносные и продуктивные части пласта связаны и представляют единую гидродинамическую систему. Поэтому при эксплуатации месторождения все изменения, связанные с пластовым давлением или изменением свойств пластовых жидкостей месторождения, происходит с участием водосносной части резервуара.

Также известно, что на процессы коррозии нефтегазового оборудования влияют агрессивные среды пластовых вод. Поэтому свойства пластовых вод имеют большое значение в промышленной практике. Проблема защиты от коррозии в нефтегазовой промышленности требует особого внимания в связи с увеличением производства и переработки сернистых нефтей и широким использованием новых прогрессивных методов воздействия на пласт.

В данной работе изучен химический состав и физические параметры пластовой воды Чинаревского нефтегазоконденсатного месторождения в северной части Западного Каспия, ЗКО, с помощью титриметрических и потенциометрических методов и плотномером.

RESUME

Chinarevskoye is an oil and gas condensate field located in the West Kazakhstan region, 40 km north-east of the city of Uralsk. Located in the northern side of the Caspian basin. The field has two productivity levels: the lower (int.4830-5180 m) Middle Devonian gas condensate and the upper (int.4275-4400 m) Tournaisian gas and oil. The deposit is located within the same protrusion of the basement, the structure is confined to its northern slope and from the south, due to the uprising, is screened by a sublatitudinal tectonic fault.

Water-bearing and productive parts of the reservoir are connected and represent a single hydrodynamic system. Therefore, during the operation of a field, all changes associated with reservoir pressure or changes in the properties of reservoir fluids in a field occur with the participation of the water-bearing part of the reservoir.

It is also known that corrosive environments of formation waters affect the corrosion processes of oil and gas equipment. Therefore, the properties of formation waters are of great importance in industrial practice. The problem of corrosion protection in the oil and gas industry requires special attention due to the increased production and processing of sulfur oil and the extensive use of new progressive methods of influence on the reservoir.

In this work, we studied the chemical composition and physical parameters of the reservoir water of the Chinarevskoye oil and gas condensate field in the northern part of the Western Caspian Sea, using titrimetric and potentiometric methods and a density meter.