



Description of waters pollution by crude Oil at Ajdabiya, Libya

A. Alzwi Saad^{1*}, A. Alemad¹, M. Saleh Almagbari², S. Aguila Elsakran³, A. Hassan⁴, A. Ipeda⁵, M. Aljadidi⁶, K. El kharrim¹, D. Belghyti^{1*}

^[1] Laboratoire Biotechnologie, Environnement & Qualité, Faculté des Sciences, Université Ibn Tofail, BP: 133, 14000 Kénitra, Maroc; Email: belghyti@hotmail.com; k_elkharrim@hotmail.com; e_m_d2013@hotmail.fr.

^[2] Laboratoire de Géologie, Université Benghazi, Libye.

^[3] Laboratoire de Gestion et Management, Université Benghazi, Libye.

^[4] Société Golf Arabe de Pétrole, Champ Nafora, Gallo, Libye.

^[5] Société de Développement Sabha Libye. Email: ibeda67@hotmail.fr, GSM: 218924356293

^[6] Université de Tripoli Libye. Attaché Académique Ambassade de Libye Rabat- Maroc.

*Corresponding Authors: GSM: 0624893123, 0666563359, saadalzwi@gmail.com, belghyti@hotmail.com.

Water pollution comes from several industrial, agricultural and urban sources. Among these pollutants, petrochemicals waste, are dumped without treatment in the sea, lakes and ground in Libya. In our present work, the objective is to study the impact of waste from crude oil extraction on the environment of the Libyan region of Ajdabiya during the period 2013. The physico-chemical parameters are: Temperature (°C), pH, electrical conductivity (CE), TDS, CL⁻, NO₃⁻, SO₄²⁻, HCO₃⁻, Na⁺, Mg⁺⁺, K⁺, Ca⁺⁺, Salinity, Total Hardness (TH). The heavy metals followed are radium, lead, bismuth, actinium, thallium, uranium, iron (acidified and unacidified), fluoride, barium and strontium.

The mineralization faithfully follows the rates of dissolved salts. The electrical conductivity varies from 7880 to 46700 µs/cm and far exceeds the Libyan irrigation standards (>2700µs/cm). Concerning the nitrate their contents range from 230 to 1210 mg/L and clearly reflect the crude oil pollution origin. Radioactive elements are present and need particular attention

The Piper diagram and Wilcox-Riverside projections shows that the waters associated with crude oil have a chloride-sodium and potassium or sulphated sodic and slightly bicarbonated sodium or potassium facies. Moreover, the hydrophysicochemical plot shows that the quality of the water associated with the oil of Ajdabiya-Jalo Libya is poor and above all a degraded quality.

Received : 7 November 2017

Accepted : 26 December 2017

Available online : 27 December 2017

Keywords:

Hydrochimie

Eaux

Pétrole

Pollution

Ajdabiya

Libye

Introduction

Le pétrole est une ressource naturelle qui constitue une importante richesse pour plusieurs pays du Golf, d'Afrique

(Fig.1), d'Asie et d'Amérique [1-2]. Malheureusement l'histoire du pétrole dans la région d'Afrique est jalonnée de problèmes identifiés par le Rapport d'Evaluation des Industries Extractives (EIR) qui a mis en lumière des problèmes sociaux et environnementaux [3-4]. Plusieurs écosystèmes marins, côtiers et continentaux ont été endommagés par des activités pétrolières dans le monde et surtout des villes Libyennes, comme par exemple la ville d'Ajdabiya [5-8].

Le but escompté de ce présent travail est d'évaluer le degré et les modalités de pollutions générées par l'extraction, transport et raffinage du pétrole en Libye. Ainsi fournir aux décideurs, l'appui scientifique et technique afin d'initier une dynamique continue de prise de décisions destinées à protéger l'environnement marin et côtier vitale pour tout le pays.

En effet, la présente étude se propose de valider un monitoring physicochimique, ionique et métallique [9-11] destiné à décrire et évaluer la nature, la qualité et quantité des écotoxiques générés par l'industrie du pétrole dans la région Libyenne d'Ajdabiya.

En effet, les eaux associées à l'industrie de production du pétrole sont très polluées et ont un impact environnemental sur les eaux souterraines, de surfaces et des océans. On va rechercher aussi les moyens pour réduire leurs conséquences [12-13].

Ajdabiya est la capitale du district d'Al Wahat, située dans le nord-est de la Libye. Elle est localisée à environ 160 km au sud de Benghazi, sur l'autoroute côtière menant à Tripoli dans le golfe de Syrte. Elle fut de 2001 à 2007 la capitale du district du même nom, Ajdabiya qui compte environ 76968 habitants. La ville est divisée en trois arrondissements : Ajdabiya Nord, Ajdabiya Ouest et Ajdabiya Est. Ajdabiya est au croisement de plusieurs routes importantes : la route Balbia ; la route Ajdabiya-Koufra et la route Tobrouk-Ajdabiya (Fig.2-4) [14].

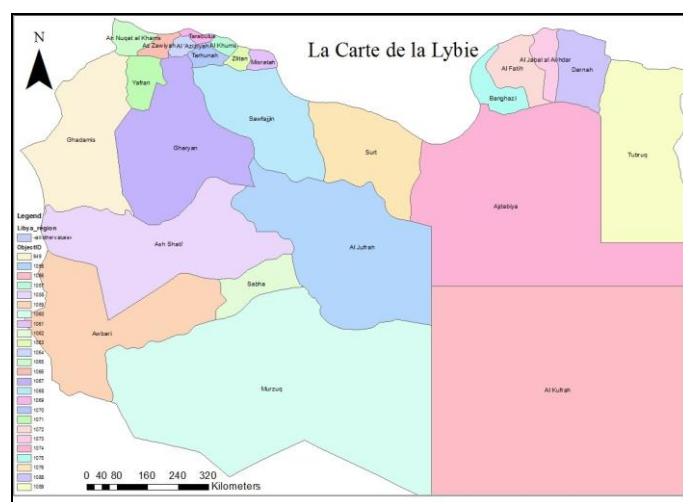


Fig. 2 : Localisations de la zone de prélèvements des eaux brutes à Ajdabiya Libye.

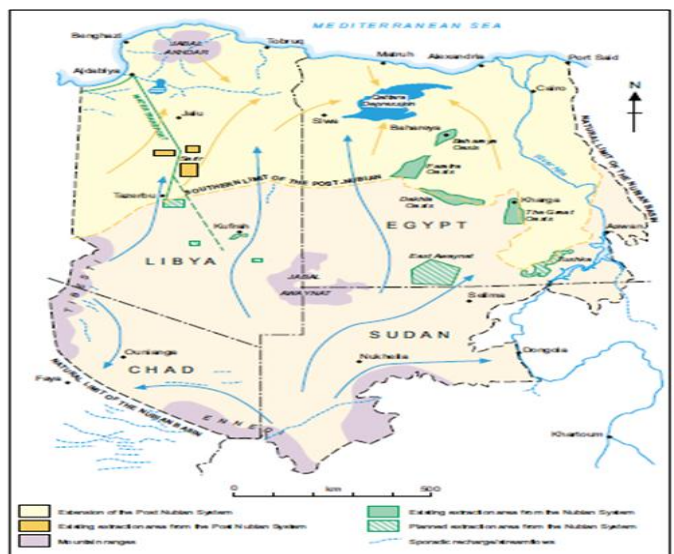


Fig. 1 : La distribution spatiale des champs de pétrole et des couches à Al Wahat du bassin de Nubie [1]. (UNESCO, 2002).

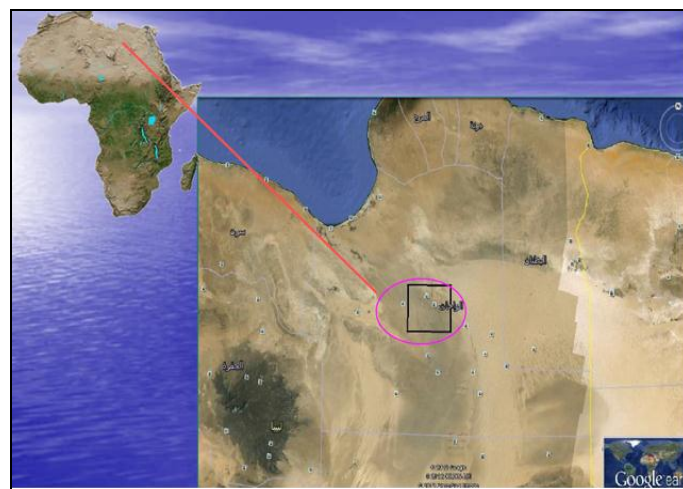


Fig. 3 : Carte de la région d'Al Wahat Ajdabiya – Libye

Matériels et Methodes

La région Libyenne d'Ajdabiya

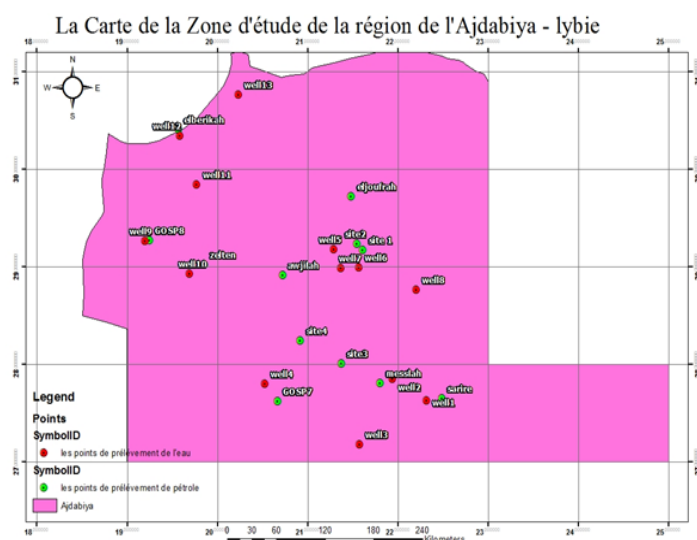


Fig. 4 : Carte de la région d'étude Ajdabiya – Libye

Les méthodes d'études

Les paramètres étudiés et les méthodologies utilisées sont les suivantes:

- Température ($T^{\circ}\text{C}$) est mesurée sur place par une sonde thermomètre.
- Le pH, a été mesuré directement après la collecte des échantillons à l'aide d'un pH-Mètre modèle 3310.
- La conductivité électrique des échantillons d'eau a été mesurée directement après la collecte des échantillons à l'aide d'un Conductimètre model Consort. Conductivité électrique EC est exprimée en ds/m ou microsiemens/cm à 25°C ; TDS en mg/L et Salinité en g/L.
- Estimation du calcium et du magnésium (Ca^{+2} , Mg^{+2}). Les ions calcium et magnésium ont été estimés en étalant la solution d'EDTA, qui est un composé stable avec des ions calcium et magnésium utilisant le réactif Eriochrome black T, Murexid [15-16].
- Détermination du chlorure (Cl). Les Chlorures sont dosés par la méthode de Mohr (AFNOR T90-014). Les échantillons d'eaux chlorées ont été étalonnés avec 0,014M de nitrate d'argent en utilisant du chromate de potassium comme réactif en milieu neutre ou alcalin [17].
- Détermination des sulfates SO_4^{2-} . La méthode utilisée a été basée sur le fait que les ions sulfate sont déposés dans le milieu acide de HCL 1:1 en présence de chlorure de baryum en raison de la formation de sulfate de baryum sous la forme de cristaux uniques de sulfate de baryum. L'absorption peut être mesurée par UV-Vis Spectrophotomètre [18].

Tab. 1 : Géolocalisation des stations d'échantillonnages des eaux associées au pétrole brut à Ajdabiya.

Stations	Latitude	Longitude
S1	27°51'18.12"N	21°56'49.03"E
S2	27°10'52.51"N	21°34'55.18"E
S3	27°47'56.12"N	20°31'54.67"E
S4	29°10'45.26"N	21°17'56.09"E
SEP	28°59'44.44"N	21°34'29.73"E
Well 249	28°59'12.19"N	21°22'32.48"E
Well 256	28°45'50.37"N	22°12'26.00"E
Well D44	29°15'50.42"N	19°12'27.11"E
Well G128	28°56'47.46"N	19°42'23.98"E
Well G144	29°50'29.70"N	19°46'38.06"E
Well G36	30°20'30.24"N	19°35'34.61"E
Well tank	30°45'44.17"N	20°14'22.06"E
well2	27°51'18.12"N	21°56'49.03"E
well3	27°10'52.51"N	21°34'55.18"E
well4	27°47'56.12"N	20°31'54.67"E
well5	29°10'45.26"N	21°17'56.09"E
well6	28°59'44.44"N	21°34'29.73"E
well7	28°59'12.19"N	21°22'32.48"E
well8	28°45'50.37"N	22°12'26.00"E
well9	29°15'50.42"N	19°12'27.11"E
well10	28°56'47.46"N	19°42'23.98"E
well11	29°50'29.70"N	19°46'38.06"E
well12	30°20'30.24"N	19°35'34.61"E
well13	30°45'44.17"N	20°14'22.06"E

- Détermination des carbonates et du bicarbonate (HCO_3 , CO_3). Les carbonates et les bicarbonates ont été estimés par la concentration d'HCL (0,05 N) [19].
- Détermination du sodium et du potassium (Na, K). On a estimé chaque élément à des rayons distincts lorsqu'il est excité par une flamme (photovoltaïque) à l'aide d'un photomètre à flamme [20].
- La Dureté totale, la dureté calcique ou magnésienne, l'alcalinité, le bicarbonate et les carbonates sont mesurés par méthode volumétrique de l'acide chlorhydrique (0,05N) méthode de titrage (AFNOR T90 - 036).
- Les métaux lourds. HNO_3 (2 ml / L) a été utilisé pour réduire la valeur de pH de l'échantillon à environ ($\text{pH} = 2$). Le manganèse, le cobalt, le nickel, le plomb, le cadmium, le fer, le zinc, le manganèse (Co, Ni, Pb, Zn, Cu, Cd, Fe, Mn) et les nitrates pour l'eau séparée et l'eau d'injection ont été évalués, mesurés et analysés pour les deux variables physiques. Ils sont mesurés avec un analyseur multiparamétrique et ionomètre et sont déterminés par Spectrophotomètre UV-VIS-NIR et dosées par absorption de rayons X (275, 220 nm et 420 nm); spectrométrie d'absorption atomique [21-22].

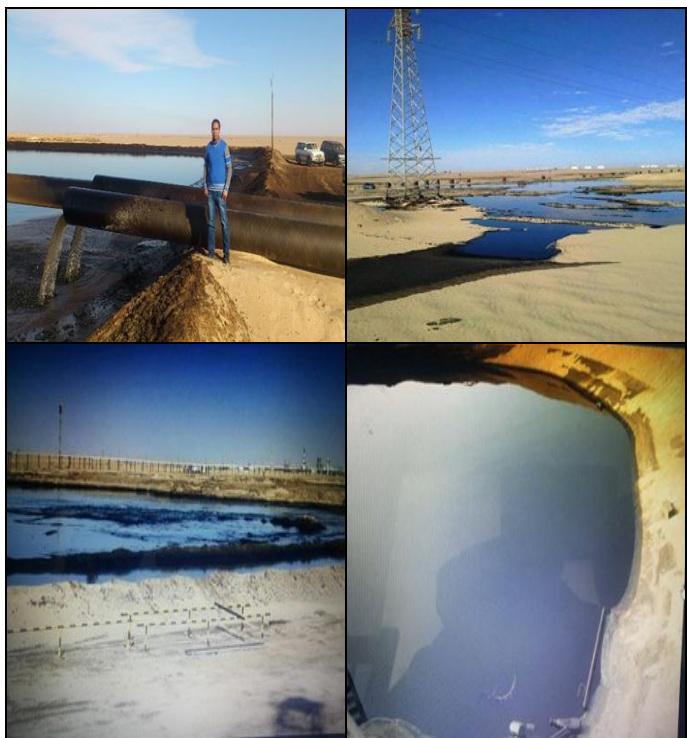


Fig. 5 : Zones d'épandage du pétrole brut en Libye.



Fig. 6: Méthodes d'analyse et dosage des composées ioniques et métalliques du Pétrole.

Résultats et discussion

Dans la production initiale des champs de pétrole, l'huile n'est pas associée à l'eau, mais après une période de production, commence l'émergence de l'eau avec de l'huile extraite. La quantité d'eau est progressivement augmentée en raison du rampement de l'eau vers le haut et dans la phase finale d'exploitation du champ, la proportion d'eau produite peut atteindre 90% et plus [25-26].

Tab. 2: Statistiques descriptives des données physico-chimiques des déchets du pétrole brut d'Ajdabiya

Variables	Effectifs	Min	Max	Moyenne	Ecart-type
T°C	42	21	46	33,3714	6,71
pH	42	6,2	7,96	7,2195	0,41
C,E $\mu\text{S}/\text{cm}$	42	12654	66925	36855,5476	19135
TDS mg/L	42	8225	48432	24075,0952	12649
TH mg/L	42	572	9820	4095,9762	2435
Na+ mg/L	42	723	37320	9941,3786	10894
Mg++ mg/L	42	219	1009	622,5048	208
Ca++ mg/L	42	464	5820	1894,0714	1434
K+ mg/L	42	19,5	1140	403,3238	373
CL- mg/L	42	2800	70421	27537,1667	17119
SO ₄ -- mg/L	42	278	2609	1238,2333	640
NO ₃ - mg/L	42	234	609	402,1190	108
HCO ₃ - mg/L	42	410	6561	799,1024	923
CaCO ₃ mg/l	42	28,8	4032	1829,5262	1121
Salinité g/L	42	25	117,50	76,1429	19
Radium 226 mg/L	42	0,34	1,80	0,9290	0,36
Plomb 214 mg/L	42	0,0085	0,43	0,1390	0,10
Plomb 210 mg/L	42	0,2	3,80	1,6160	1,24
Actinium 228 mg/L	42	0,06	0,78	0,2968	0,16
Plomb 212 mg/L	42	0,022	0,087	0,0524	0,01
Bismuth 212 mg/L	42	0,19	0,94	0,6079	0,16
Thallium 208 mg/L	42	0,023	0,07	0,0505	0,01
Uranium 238 mg/L	42	0,68	2,80	1,8888	0,68
Uranium 235	42	0,06	0,65	0,2749	0,14
Fer (acidifié)mg/L	42	1,40	12,90	5,7924	3,86
Fer (non-acidifié)	42	0,30	2,56	1,2412	0,60
Fluorure mg/L	42	1,80	5,73	3,6652	1,01
Barium mg/L	42	38,00	124,00	77,81	22,01
Strontium mg/L	42	189	335,00	268,76	41,83

Dans les réservoirs, il y a toujours de l'eau qui se trouve au-dessous du réservoir c'est l'eau associée à l'huile. L'eau qui accompagne l'huile se caractérise par une énorme quantité de sels minéraux dissous. Il s'agit d'une eau salée, voir très salée allant de quelques centaines de milliers à plus de 600 000 ppm. La salinité varie en Libye de 12 à 54 g/L et provient d'un pétrole chargé de sels à hauteur de 25000 à 117500 mg/L (Tab 2). Les nitrates (234 à 609 mg/L); les sulfates (278 à 2609 mg/L); la dureté (572 à 9820 mg/L) sont présents à des teneurs dépassant les normes acceptable [27].

Salinité. La salinité de l'eau associée à l'huile peut être due au phénomène d'échange d'ions entre elles et des minéraux argileux ou l'eau peut s'imprégner des roches salines dissoutes. L'eau associée à l'huile est supérieure à 1 g/cm³ et la densité augmente avec l'augmentation de la concentration des sels. La viscosité de l'eau associée à l'huile est inférieure à la viscosité de l'huile, ce qui est un facteur essentiel du mouvement de l'articulation. L'huile et l'eau associées ont moins de viscosité que l'huile, et le mélange a une grande mobilité et mouvement que l'huile lors de la production de puits de pétrole. Il peut y avoir un mouvement articulaire dans le milieu poreux entre l'huile et l'eau et se déplacer plus vite vers les puits.

pH. Il indique la valeur du pH sur l'activité des ions hydrogène dans l'eau, note qui change légèrement de valeur. Une modification significative de la concentration en ions hydrogène, et généralement la valeur du pH de l'eau est d'une grande importance dans le contrôle des processus de coagulation du fer et du manganèse et le contrôle du goût et de la corrosion. Le pH de l'eau dans la plupart du temps est du aux concentrations de dioxyde de carbone et de sels de bicarbonate dans l'eau comme suit: Le changement de dioxyde de carbone dissous dans l'eau donne de l'acide carbonique, ce qui augmente l'acidité de l'eau. La présence de certains sels alcalins dissous, bicarbonate de calcium et de magnésium qui se dissolvent dans l'eau et donnent des solutions alcalines qui, à leur tour, augmentent le pH dans l'eau. Le pH ne présente pas de variations importantes et les eaux sont généralement acides à légèrement basique variant entre 5,57 et 7,86 (Tab.3-4) suite à leurs contamination par les résidus pétroliers.

Conductivité électrique. L'alimentation en eau pure sans sel est mauvaise. Lorsque l'eau pure est exempte de sels, de bases et d'acides, cela augmente la conductivité électrique dans l'eau. Ce fait permet d'introduire la quantité de sels dans l'eau. Toute eau a une conductivité électrique, mais l'élimination de la concentration ionique de l'eau diminue sa conductivité. La conductivité électrique est mesurée en ms/cm ($\mu\text{S} / \text{cm}$) [15].

Les sels totaux dissous (T.D.S). La concentration totale de sels solubles est un indicateur important de l'adéquation de l'eau à divers usages et utilisations. Plus les sels solubles, moins

soluble est l'eau. Si l'eau contient moins de 1mg/L, l'eau est inacceptable et cette eau n'est pas valide. Pour de nombreuses utilisations, la concentration des sels dissous dans l'eau varie considérablement d'une région à l'autre [28].

Tab 3 : Données physicochimiques des eaux associées aux déchets pétroliers d'Ajdabiya Libye.

Stations	T°C	pH	C,E $\mu\text{S}/\text{cm}$	TDS mg/L	TH mg/L	Na+ mg/L	Mg++ mg/L	Ca++ mg/L
well 249	23	7,66	7980	5187	460	1190	145	318
well 256	24	7,48	13900	9035	350	2520	72	220
well tank	25	7,71	10150	6598	336	1780	100	236
well G128	23	7,59	10780	7007	338	1720	103	235
well G144	22	7,76	10810	7026	479	1680	214	265
Well Sep	23	7,45	46600	30290	326	9500	119	307
prod well 249	24	5,57	41700	27105	888	10047	283	605
CPS tank D6	21	5,89	11200	7280	4560	28200	600	4150
CPS tank D7	21	6,99	13440	8736	7634	33200	780	6650
well G36	22	7,71	31800	20670	1500	7500	341	1176
well D44	24	6,17	15110	9822	8976	42100	980	7300
well 249	23	7,60	7988	5192	465	1180	149	310
well 256	25	7,40	13909	9041	345	2500	70	227
well tank	28	7,10	10155	6601	346	1790	106	230
well G128	21	7,50	10734	6977	330	1750	109	246
well G144	24	7,60	10825	7036	470	1670	219	269
well sep	29	7,40	46698	30354	336	9520	115	312
prod well 249	26	5,70	41734	27127	880	10087	280	600
CPS tank D6	24	5,90	11223	7295	4599	28230	607	4189
CPS tank D7	21	6,90	13426	8727	7656	33240	783	6695
well G36	23	7,10	31865	20712	1520	7550	348	1198
well D44	21	6,70	15145	9844	8990	42160	988	7335
well 249	24	7,54	7880	5187	470	1195	155	316
well 256	25	7,34	14000	9100	360	2530	82	227
well tank	27	7,43	10250	6667	346	1770	110	239
well G128	23	7,63	10880	7072	356	1740	111	245
well G144	28	7,86	10910	7091	487	1660	219	277
well Sep	23	7,55	46700	30356	336	9520	129	317
prod well 249	22	5,67	41800	27170	889	10067	293	615
CPS tank D6	24	5,99	11300	7345	4570	28223	612	4160
CPS tank D7	20	6,89	13540	8801	7644	33223	793	6659
well G36	28	7,81	31900	20735	1520	7534	354	1189
well D44	24	6,27	15210	9887	8986	42120	990	7312

Tab 3: Suite 1.

Stations	K+ mg/L	CL- mg/L	SO ₄ -- mg/L	NO ₃ - mg/L	HCO ₃ - mg/L	CaCO ₃ mg/L	Salinité g/L
well 249	55	569	3405	657	156	2134	24
well 256	59	1830	4071	873	153	2165	54
well tank	53	1215	3679	1200	153	1267	34
well G128	53	1184	3702	238	153	2876	23
well G144	312	1182	3772	672	153	3421	25
Well Sep	334	16700	323	762	1830	1289	13
prod well 249	300	16700	671	897	1040	1876	15
CPS tank D6	810	53000	305	341	427	1897	16
CPS tank D7	870	65700	372	435	458	1276	23
well G36	144	9900	1996	467	1830	1790	19
well D44	1300	81300	707	587	610	1765	21
well 249	59	560	3410	667	166	2144	20
well 256	60	1833	4083	883	163	2175	50
well tank	61	1219	3689	1210	165	1277	30
well G128	59	1195	3712	248	162	2887	27
well G144	319	1191	3782	682	174	3432	24
well sep	341	16748	333	772	1840	1299	17
prod well 249	351	16756	681	910	1050	1886	12
CPS tank D6	834	53026	315	351	437	180	19
CPS tank D7	890	65726	382	445	468	1286	27
well G36	176	9947	1980	477	1840	1790	14
well D44	1340	81326	717	597	620	1775	23
well 249	51	561	3415	650	154	2134	22
well 256	53	1838	4078	875	158	2165	50
well tank	50	1210	3672	1208	145	1267	30
well G128	56	1180	3708	230	149	2876	24
well G144	316	1189	3777	678	147	3421	28
well Sep	339	16709	328	763	1839	1289	19
prod well 249	307	16706	676	893	1047	1876	20
CPS tank D6	815	53008	309	344	423	1897	12
CPS tank D7	875	65704	378	437	453	1276	27
well G36	149	9907	1990	464	1835	1790	23
well D44	1329	81308	716	586	615	1765	27

Calcium et Magnésium. Le calcium et le magnésium avec du bicarbonate et de carbonate et des composants sulfates ou silices sont des matériaux d'isolation pour la chaleur dans les chaudières et dans les appareils ménagers et industriels. Mais combinés avec les ions d'acides gras donnent des dépôts

indésirables conduisent à une distorsion des bassins et des murs des salles de bains et toilettes. Le niveau élevé de magnésium cause la diarrhée intestinale, en particulier pour les nouveaux utilisateurs qui ne connaissent pas cette eau.

Tab 3: Suite 2

Radium 226 mg/L	Plomb 214 mg/L	Plomb 210 mg/L	Actinium 228 mg/L	Plomb 212 mg/L	Bismuth 212 mg/L	Thallium 208 mg/L	Uranium 238 mg/L
0,23	0,2	0,3	0,3	0,20	0,3	0,5	0,4
0,40	0,5	0,4	0,2	0,30	0,4	0,7	0,5
0,23	0,3	0,5	0,3	0,20	0,6	0,6	0,3
0,12	0,2	0,3	0,1	0,12	0,7	0,7	0,2
0,20	0,2	0,2	0,2	0,50	0,2	0,2	0,2
0,34	0,1	0,3	0,3	0,21	0,8	0,7	0,3
0,54	0,1	0,4	0,5	0,21	0,7	0,7	0,2
0,45	0,1	0,1	0,4	0,43	0,9	0,9	0,2
0,43	0,2	0,1	0,4	0,32	0,7	0,7	0,2
0,24	0,1	0,2	0,2	0,41	0,9	0,5	0,1
0,12	0,2	0,4	0,1	0,50	0,6	0,6	0,2
0,29	0,3	0,4	0,5	0,30	0,5	0,6	0,5
0,43	0,6	0,5	0,4	0,40	0,3	0,8	0,7
0,27	0,4	0,6	0,3	0,30	0,7	0,7	0,4
0,11	0,1	0,4	0,3	0,17	0,7	0,9	0,3
0,27	0,8	0,3	0,4	0,60	0,4	0,4	0,3
0,34	0,4	0,4	0,5	0,29	0,9	0,6	0,4
0,57	0,3	0,4	0,4	0,28	0,8	0,8	0,3
0,56	0,3	0,2	0,4	0,40	0,7	0,7	0,4
0,49	0,3	0,3	0,6	0,36	0,6	0,6	0,5
0,28	0,2	0,3	0,3	0,48	0,8	0,7	0,3
0,19	0,1	0,5	0,2	0,60	0,7	0,4	0,4
0,28	0,3	0,5	0,4	0,30	0,4	0,43	0,6
0,45	0,6	0,5	0,5	0,50	0,56	0,54	0,4
0,29	0,4	0,6	0,4	0,60	0,67	0,75	0,5
0,22	0,4	0,4	0,2	0,70	0,94	0,43	0,4
0,28	0,2	0,3	0,3	0,30	0,4	0,32	0,1
0,39	0,3	0,3	0,4	0,26	0,65	0,56	0,5
0,65	0,2	0,5	0,6	0,31	0,54	0,56	0,4
0,55	0,3	0,2	0,5	0,52	0,89	0,87	0,4
0,43	0,2	0,3	0,5	0,46	0,58	0,65	0,3
0,34	0,3	0,2	0,3	0,65	0,84	0,72	0,4
0,23	0,4	0,5	0,2	0,45	0,73	0,35	0,5

Chlorures. Les chlorures avec une concentration supérieure à 100 mg/L pour l'eau salée, conduisent à des complications physiologiques et à diverses maladies. L'industrie alimentaire nécessite habituellement moins de 250 mg/L et les industries du textile, du papier et du caoutchouc synthétique ont besoin de moins de 100 mg/L de chlorure. Avec 560 et 81326 mg/L de chlorures les eaux associées au pétrole dépassent les normes d'irrigation agricole.

Sulfates. Les sulfates se combinent également avec du calcium pour être un adhésif qui limite la conductivité thermique dans les tubes. Par conséquent, il est interdit pour certaines industries comme le niveau de sulfate supérieur à 250 mg/L. Le niveau de sulfate de 500 mg/L ou plus donne à l'eau un goût amer. L'eau contenant plus de 1000 mg/L de sulfates provoque une atteinte à la santé physique. Les eaux étudiées avaient entre 305 et 4083 mg/L de sulfates et sont largement polluées.

Carbonates et bicarbonates. Le bicarbonate lorsqu'il est chauffé à la vapeur d'eau, donne le dioxyde de carbone et de carbonate et le dernier se combine à des éléments alcalino-terreux et à la tête du calcium et du magnésium et forme une croûte composée de carbonate de calcium et le carbonate de magnésium conduit à réduire de la conductivité thermique à travers les parois des tubes de conduction et réduit l'écoulement de fluide dans ces tubes et parfois bouché complètement. Pour de nombreuses industries, le niveau de carbonate, de bicarbonate ou d'alcalinité est généralement élevé.

Fer. Il s'agit d'un élément commun dans la croûte terrestre, et l'eau naturelle contient de très petites quantités. Cela est dû au fait que la présence d'oxydation (3+) est plus grande dans l'eau contenant de l'oxygène avec une valeur de pH égale. Il est noté que l'Oxyde de fer Fe^{2+} est plus fréquent dans les eaux souterraines et dans l'eau réduite. Le fer est causé par des pigments en concentrations supérieures à 2,1 mg/L. Il est un élément important non toxique lorsqu'il a des niveaux de concentration raisonnable (<300 µg/L) [29]. Dans notre étude les concentrations variant entre 150 et 2800 µg/L et peuvent être à l'origine d'écotoxicité [30].

Plomb. Le plomb est un poison dangereux dans le corps. Le plomb se trouve dans son état oxydant (+2). Des études ont montré que ces métaux triangulaires peuvent être associés au méthyle dans des conditions environnementales favorables. Le plomb est représenté par le sulfate de chlore et de plomb naturel. En raison des normes USPHS, la concentration de plomb autorisée dans l'eau est d'environ 50 µg/L. La concentration moyenne de plomb dans les eaux de surface est de 23 µg/L et dans les eaux du pétrole d'environ 100 à 800 µg/L pour le Plomb 224. Ainsi le plomb dépasse les normes.

De même une forte contamination par l'uranium, actinium, thallium, radium, barium et strontium a été noté (Tab.3-4) et ne fait qu'aggraver la pollution des eaux associées au pétrole [31-32].

Tab 3: suite et fin.

Uranium 235 mg/L	Fer (acidified)	Fer (not acidified)	Fluorure mg/L	Barium mg/L	Strontium mg/L
0,11	0,15	0,16	3	23	43
0,12	0,67	0,11	4	21	42
0,11	0,58	0,14	2	21	45
0,11	0,97	0,12	1	24	26
0,34	1,60	0,30	3	25	37
0,29	0,18	0,22	4	16	48
0,34	2,41	0,50	4	18	39
0,7	1,00	0,79	1	25	34
0,8	2,80	1,00	6	29	43
0,13	0,56	1,00	7	26	27
0,14	1,00	1,00	5	28	38
0,15	0,18	0,30	5	26	47
0,18	0,63	0,20	6	32	45
0,13	0,50	0,20	3	25	49
0,19	0,93	0,30	2	26	28
0,38	1,62	0,40	4	27	36
0,22	0,23	0,29	5	18	43
0,39	2,41	1,00	5	19	41
0,79	1,40	0,73	3	28	39
0,84	2,23	1,00	7	30	48
0,17	0,59	2,00	8	31	30
0,18	1,00	1,00	6	32	41
0,15	0,17	0,17	3,2	26	49
0,17	0,67	0,14	4,1	29	48
0,14	0,58	0,14	2,3	21	40
0,12	0,97	0,18	1,5	24	32
0,38	1,20	0,30	3,6	26	41
0,27	0,18	0,28	4,7	23	51
0,35	2,48	1,30	4,2	27	46
0,70	1,40	0,85	1,3	29	40
0,80	2,70	1,40	6,3	31	49
0,15	0,54	0,43	7,7	27	32
0,17	0,50	0,36	5,1	34	45

La minéralisation des eaux suit fidèlement les taux des sels dissouts, la salinité, les chlorures, le sodium et le potassium (Tab 3-4). Elle résulte essentiellement du lessivage des terrains traversée de nature calcaires karstiques, des embruns océaniques et des déchets pétroliers. En effet, la conductivité électrique qui traduit la salinité varie de 7880 à 46700 $\mu\text{S}/\text{cm}$ et dépasse largement la norme marocaine d'irrigation ($>2700 \mu\text{S}/\text{cm}$) [32].

Nitrates. Concernant les teneurs des nitrates (Tab.4), les valeurs oscillent entre 230 mg/L et 1210 mg/L et traduisent clairement une pollution azotée d'origine pétrolière [27].

Le diagramme de Piper (Fig. 6) montre que globalement les eaux associées au pétrole ont un faciès chlorurées sodiques et potassique ou sulfatées sodiques et légèrement bicarbonatées sodiques ou potassiques.

Par ailleurs, la projection des données hydrophysicochimiques dans le diagramme de Wilcox (Fig. 7) et Riversade (Fig. 8), montre que la qualité des eaux associées au pétrole d'Ajdabiya-Jalo Libye sont mauvaises et ont surtout une qualité dégradée à cause du pouvoir alcalinisant du sodium (SAR). Ces eaux se classent dans le groupe C4S4 et en dehors de cette grille (Fig. 8) et sont impropres à l'irrigation.

La projection hydrochimique dans le diagramme de Berkloff (Fig. 9) montre le caractère extrême et place les eaux au sommet de cette échelle.

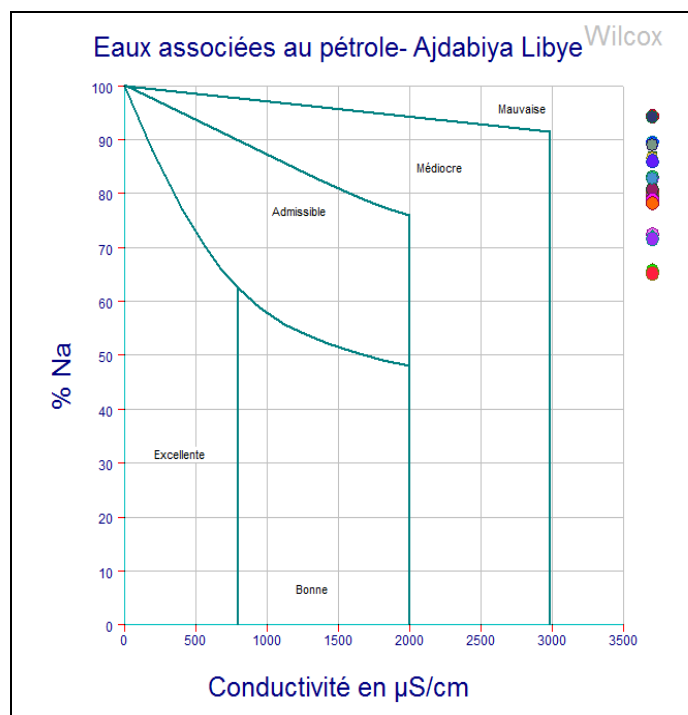


Fig. 7: Classification Wilcox de l'hydrochimie des eaux associées au pétrole d'Ajdabiya.

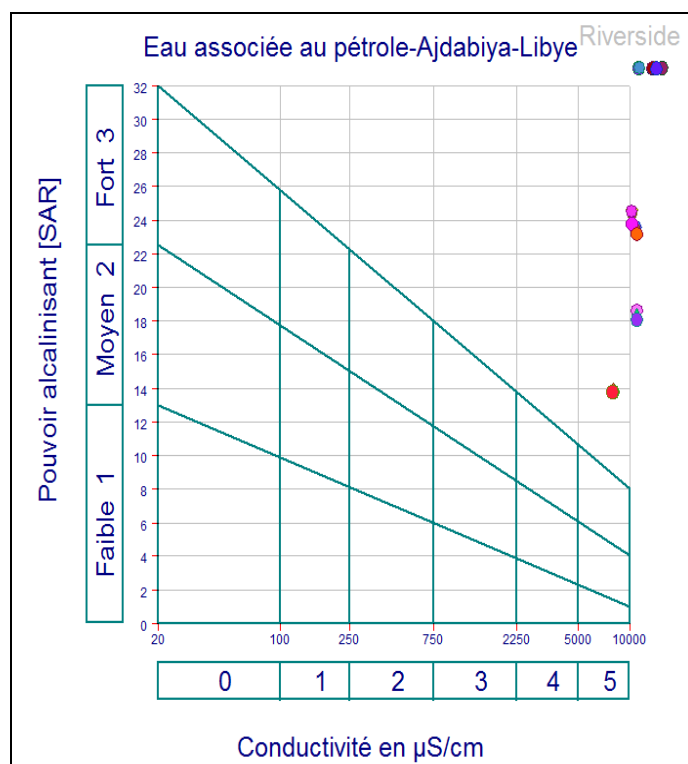


Fig. 8 : Classification du pouvoir alcalinisant des eaux associées au pétrole brut d'Ajdabiya Libye.

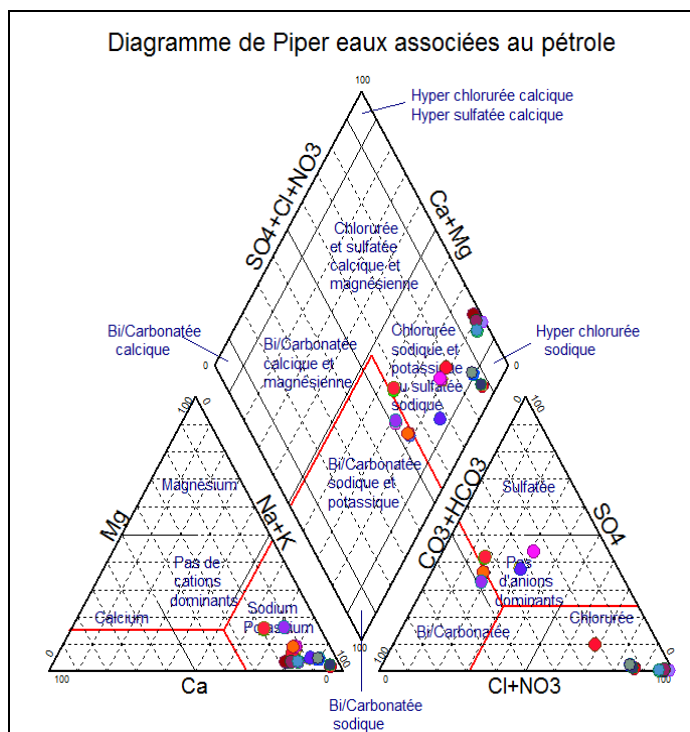


Fig. 6: Projection Piper de l'hydrochimie des eaux associées au pétrole brut d'Ajdabiya.

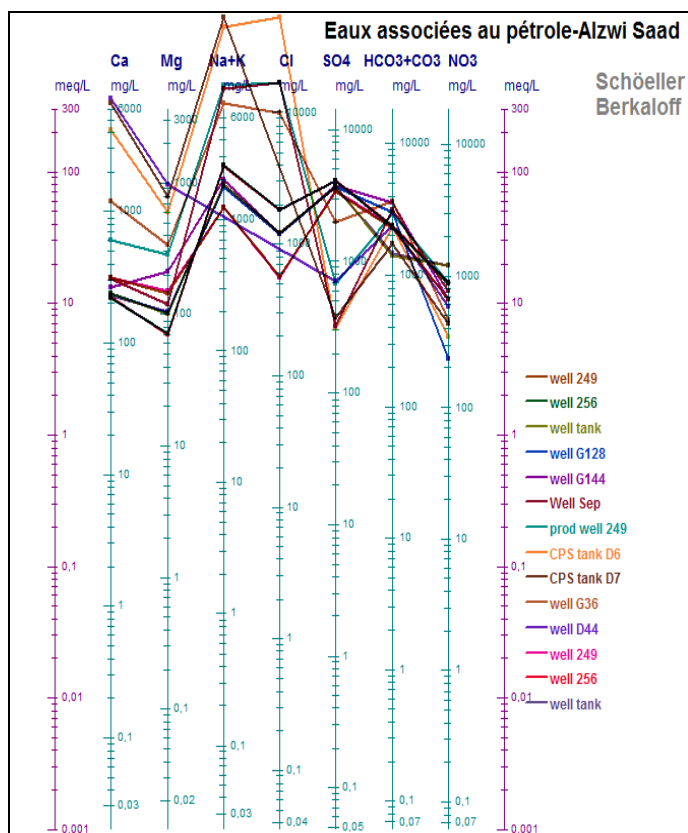


Fig. 9: Projection Berkaloﬀ de l'hydrochimie des eaux associées au pétrole brut d'Ajdabiya Libye.

Toutes les études et recherches sur l'eau ont identifié les besoins en eau à la lumière de l'augmentation de la population de la Libye qui devrait atteindre environ 14 millions d'habitants en 2025. Les ressources totales en eau douce est d'environ 4,5 milliards de mètres cubes et les besoins totaux de cette population sont d'environ 7,6 milliards. Le déficit attendu est d'environ 1,3 milliards de mètres cubes. Pour compenser ce déficit, il faut étudier les ressources en eaux souterraines et rationaliser leur utilisation. Cette étude se propose de prospecter et d'analyser les ressources en eau afin d'évaluer leur qualité et leur validité [33]. Les nuages ne sont pas bien répartis et les précipitations sont aléatoires [34].

La pollution pétrolière en grande quantité a entraîné une détérioration de la qualité de l'eau. En plus une salinité accrue des eaux en raison de plusieurs facteurs tels que l'intrusion d'eau salée provenant de couches transportant de l'eau salée aux classes de roulement fraîches ou par l'entrée de l'eau de mer ou eau salée à proximité.

L'objectif de cette étude est d'évaluer le contenu chimique de l'eau associée pour la production de pétrole et rassemblée dans les étangs d'évaporation dans le domaine d'Ajdabiya et l'évaluation des propriétés chimiques, physique et des éléments lourds du pétrole dans le désert libyen.

Pour la qualité de l'eau dans le domaine de Fezzan, 82% des puits étudiés sont de faible salinité à modérée, ne dépassant pas 480 mg /L. 16% de ces puits salins sont élevés, atteignant 1440 mg/L. Le ratio de 2% de ces puits salins est très élevé à 3692 mg / L.

Tab. 4: Statistique descriptive de la pollution des eaux associées au pétrole

Statistique	T°C	pH	CE μ S/cm	TDS mg/L
Nb. d'observations	33	33	33,	33
Minimum	20,00	5,57	7880,00	5187,00
Maximum	29,00	7,86	46700,00	30356,00
1er Quartile	22,00	6,70	10810,00	7026,00
Médiane	24,00	7,40	13440,00	8736,00
3ème Quartile	25,00	7,60	31800,00	20670,00
Moyenne	23,78	7,05	19440,66	12638,57
Variance (n-1)	5,23	0,53	179121820	75648189
Ecart-type (n-1)	2,28	0,73	13383,64	8697,59

Statistique	TH mg/L	Na+ mg/l	Mg++ mg/l	Ca++ mg/l
Nb. d'observations	33	33	33	33
Minimum	326,00	1180,00	70,00	220,00
Maximum	8990,00	42160,00	990,00	7335,00
1er Quartile	346,00	1750,00	111,00	246,00
Médiane	479,00	7534,00	219,00	317,00
3ème Quartile	4560,00	28200,00	600,00	4150,00
Moyenne	2356,00	12687,75	344,21	1958,45
Variance (n-1)	9658769	203343436	90783	7065181
Ecart-type (n-1)	3107,85	14259,85	301,30	2658,04

Statistique	K+ mg/L	Cl- mg/L	SO4-- mg/L	NO3- mg/L
Nb. d'observations	33	33	33	33
Minimum	50,00	560,00	305,00	230,00
Maximum	1340,00	81326,00	4083,00	1210,00
1er Quartile	59,00	1195,00	382,00	445,00
Médiane	307,00	9907,00	1990,00	657,00
3ème Quartile	810,00	53000,00	3702,00	873,00
Moyenne	397,57	22670,51	2094,97	651,48
Variance (n-1)	16958	82045408	251194	73165
Ecart-type (n-1)	411,80	28643,57	1584,91	270,49

Statistique	HCO ₃ ⁻ mg/L	CaCO ₃ mg/L	Salinité g/L	Fluorure mg/L
Nb. d'observations	33	33	33	33
Minimum	145,00	180,00	12,00	1,000
Maximum	1840,00	3432,00	54,00	8,000
1er Quartile	156,00	1289,00	19,00	3,000
Médiane	427,00	1876,00	23,00	4,000
3ème Quartile	1040,00	2165,00	27,00	5,100
Moyenne	636,75	1928,57	24,60	4,182
Variance (n-1)	400267	522270	102	3,652
Ecart-type (n-1)	632,66	722,68	10,14	1,911

Radium 226 mg/L	Plomb 214 mg/L	Plomb 210 mg/L	Actinium 228 mg/L	Plomb212 mg/L	Bismuth212 mg/L
33	33	33	33	33	33
0,110	0,100	0,100	0,100	0,120	0,200
0,650	0,800	0,600	0,600	0,700	0,940
0,230	0,200	0,300	0,300	0,290	0,540
0,290	0,300	0,400	0,400	0,360	0,700
0,430	0,400	0,500	0,400	0,500	0,800
0,340	0,291	0,358	0,352	0,383	0,639
0,020	0,026	0,018	0,018	0,022	0,038
0,141	0,163	0,132	0,133	0,150	0,194

Thallium 208 mg/L	Uranium 238 mg/L	Uranium 235 mg/L	Fe (acidifié) mg/L	Fe (non acidifié) mg/L	Barium mg/L	Strontium mg/L
33	33	33	33	33	33	33
0,200	0,100	0,110	0,150	0,110	16,000	26,00
0,900	0,700	0,840	2,800	2,000	34,000	51,00
0,500	0,300	0,140	0,540	0,200	23,000	37,00
0,600	0,400	0,180	0,930	0,300	26,000	41,00
0,700	0,400	0,380	1,400	1,000	29,000	46,00
0,612	0,358	0,309	1,062	0,555	25,667	40,66
0,029	0,019	0,057	0,644	0,216	19,292	48,10
0,169	0,139	0,239	0,802	0,465	4,392	6,93

En Libye dans un document sur la croissance urbaine dans la région de Sabha on a noté que la réduction croissante du bassin des régions arides et semi-arides, a entraîné une augmentation de la salinité de l'eau produite à partir du réservoir supérieur et c'est le résultat d'une baisse locale du niveau d'eau souterraine des aquifères qui se propage à plusieurs zones [9-10- 14- 35].

La concentration des sels solubles dans les eaux associées au pétrole dépassait la limite permise. Ainsi l'augmentation de ces valeurs et la concentration dans les puits de l'eau utilisée dans les puits de pétrole n'étaient pas permises pour tous les puits.

Pour les ions positifs, il y a de fortes concentrations de sodium, calcium, potassium et de magnésium des puits d'eau associées au pétrole. La concentration d'ion calcium pour tous les puits étudiés a dépassé les normes.

La concentration des solides dissous totaux et de la salinité dans le pétrole varient entre 8225-48432 mg/L et 25000-117500 mg/L respectivement, alors que ces concentrations étaient de 12000 à 54000 mg/L respectivement dans les eaux associées au pétrole et utilisées pour maintenir la pression dans le réservoir.

La plupart des propriétés chimiques de ces eaux étaient plus élevée que les taux globaux admissibles pour l'utilisation agricole, qui peuvent également être toxiques pour le bétail et les animaux sauvages s'elles sont consommées.

Certaines de ces eaux présentaient des concentrations élevées d'hydrocarbures dissouts qui sont déversées directement dans les étangs d'évaporation. Ces sols présentaient également des concentrations élevées de salinité, d'éléments traces et de sels solubles totaux, allant de 4661-1040 mg / kg et 5063-960 mg/kg, respectivement. Il a été démontré que la plupart des concentrations d'ions étudiés dans le sol ont augmenté leur concentration dans les étangs d'évaporation, allant de niveaux très bas à des niveaux très élevés.

Nous avons vu que le pétrole est un continuum de molécules et que les fractions lourdes représentent la partie la plus complexe des produits pétroliers. En effet, les coupes lourdes sont composées de molécules de grandes tailles, très polaires, riches en hétéro éléments et en métaux.

Le contexte énergétique actuel pousse néanmoins l'industrie pétrolière à orienter ses recherches vers l'exploitation des produits lourds du pétrole. Ces produits font donc l'objet de nombreux travaux visant à optimiser leur conversion en produits valorisables et à limiter leur impact sur l'environnement.

Le monde est confronté à un défi croissant consistant à équilibrer les trois éléments essentiels de la vie et de l'économie: l'eau, la nourriture et l'énergie. Il existe une relation étroite entre l'énergie et l'eau. L'eau joue un rôle central dans la production de pétrole et de gaz et vice versa. Les ressources énergétiques fossiles nécessitent une extraction et une production à base d'eau. En revanche, l'approvisionnement en eau à des fins domestiques, industrielles et agricoles nécessite de l'énergie dans la production, la transformation et la distribution.

L'industrie du pétrole et du gaz est confrontée à deux problèmes importants en matière de gestion des ressources en eau. La première consiste à gérer l'eau associée à la production d'huile. L'huile extraite des puits est mélangée avec de grandes quantités d'eau et, selon la moyenne mondiale, elle extrait 3 à

5 barils d'eau à chaque baril d'huile. Cette eau pour l'huile s'appelle la production d'huile.

"L'eau associée à l'huile" ou "l'eau productive" est estimée à 44 millions de barils d'eau par jour, en supposant un taux moyen de quatre millions de barils d'eau par million de baril de pétrole, avec un taux de production de seulement 11 millions de barils par jour.

Les compagnies pétrolières ont tendance à injecter des champs de pétrole à travers des puits privés semblables aux puits de pétrole, mais ils sont plus profonds pour fournir de l'eau au fond de la couche d'huile afin d'augmenter la pression et de pousser l'huile vers le haut pour faciliter et augmenter l'extraction et à cet effet nécessite un pompage entre 3 et 4 barils d'eau pour extraire un baril d'huile.

Depuis le milieu des années soixante et au cours des trois dernières décennies, on a utilisé des eaux souterraines pour injecter des champs de pétrole répartis dans le sud et le centre et le nord de la région de l'Est et, en fait, il n'y a pas de chiffres précis ou des estimations documentées du volume d'eau souterraine utilisé dans l'injection de champs de pétrole dans le monde, mais la taille de la production et l'ampleur des champs ; il s'agit de grandes quantités et certains analystes attribuent cela au fait que cette grande consommation d'eau souterraine peut être la principale raison de la baisse du niveau des eaux souterraines et des effets négatifs sur l'eau des sources naturelles et l'irrigation agricole. Il convient de mentionner ici qu'on a arrêté l'utilisation des eaux souterraines et on l'a remplacé par de l'eau de mer saumâtre.

Conclusions

On a conclu de la présente étude que l'eau est très salée et se compose d'un mélange d'hydrocarbures, de minéraux, de sels concentrés, d'additifs et de matières radioactives. Elle n'est pas directement utilisable. La plupart de ces eaux sont actuellement réutilisées dans des puits après traitement pour stimuler la pression du réservoir d'huile. Dans le cas de déversement dans la mer ou évacués à la surface sans traitement, il y aura un danger pour l'environnement, où les composants polluants et nuisibles de la santé traversent la chaîne trophique marine ou les eaux souterraines. L'utilisation de cette eau à d'autres fins nécessite un traitement complexe et coûteux, mais il mérite d'être étudié et épurée.

En effet, le plus grand défi pour l'industrie pétrolière et l'environnement est de réduire les menaces d'élimination du grand volume d'eau produite dans les champs d'huile. Les méthodes standards d'analyse chimique pour déterminer les contaminants utilisés dans cette forme d'eau. L'eau produite à partir d'eaux souterraines piégées dans les formations mises en surface avec la production de pétrole.

La plupart des pays déjà impliqués dans l'exploitation du pétrole offshore ont développé leurs propres lois et standards

au niveau national et régional. Au lieu de présenter des recommandations politiques finales, on préfère mettre en place des outils et construire un cadre normative, réglementaire et juridique solides pour protéger l'environnement en Libye.

En conclusion de cette étude on propose de développer des STEP pour le traitement de l'eau produite avec l'extraction du pétrole et son épuration et sa ré-injection dans les cours d'eau. Ainsi, réduire davantage la quantité d'ions métalliques présents dans l'eau traitée et la suppression des ions métalliques et réduire également les ions sulfates, nitrates, la salinité et la conductivité électrique [36-39].

Acknowledgements

The authors acknowledge the Moroccan International Agency of Cooperation (AMCI) who allowed this doctoral research.

References and notes

1. FC Waddans. *The Libyan oil industry*. Croom Helm, London. **1980**, 338p.
2. J Gurney. *Libya the political economy of oil*. Oxford Institute of Energy Studies. Oxford University Press. **1996**, 203-206.
3. TH Moller, FC Molloy, HM Thomas. *Oil spill Risks and the State of Preparedness in the Regional Seas*. Discussion paper of the International Tanker Owners Pollution Federation Limited. London, UK. **2002**, 9p.
4. UNEP. *Africa Environment Outlook: Past Present and Future Perspectives*. UNEP, **2002**, 400p.
5. JH Teas, RR Lessard, GP Canevari, CD Brown, R Glenn. *Saving oiled mangroves using a new non-dispersing shoreline cleaner*. In: *Proceedings, Conference on Assessment of Ecological Impacts of Oil Spills*. American Institute of Biological Sciences, Washington, D.C., **1993**, 147-151.
6. MB Baegi, HS Assaf and KM Hangari. *Al Awaynat surface uranium mineralisation - a new approach to its origin*. *Third Symposium on the Geology of Libya*, vol. 7 (eds. M.J. Salem and M.T. Busrewil and A.M. Ben Ashour), Elsevier, Amsterdam, **1991**, 2619-2626.
7. P Stanislav. *Environmental impact of the offshore oil and gas industry*. EcoMonitor Publishing East Northport, N.Y. **1999**, 425p.
8. NRC. National Research Council of the National Academies. *Oil in the Sea III. Inputs, Fates and Effects*, The National Academies Press, Washington D.C. **2002**, 265p.
9. A Ibada. Ph.D. *Evaluations de la Salubrité Microbiologique et Physicochimique et de la pollution des Eaux de la Nappe Murzuq (Sabha - Libye)*. Université Ibn Tofail, Faculté des Sciences Kénitra Maroc, **2014**.
10. A Ibada, MF Abosith, A Alemad, K ElKharrim, D Belghyti. *Physicochemical quality of murzuq groundwater Sabha – Libya*. *WIT Water and society*, WIT Press, ISSN 1743-3541, doi. 10.2495/WS130191, **2013**, 178.

11. A Ibada, A Alemad, K ElKharrim, D Belghyti. *Evaluation physicochimique des eaux souterraines de la nappe Murzuq Sabha, Libye. Journées Méditerranéennes des Systèmes d'Information de l'eau. WIS 19-21 Mars Rabat Maroc, 2014*, 189.
12. Québec. Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec MA. 408-I dePet 1.0 Identification des produits pétroliers, **2003**, 10-22.
13. Metrohm. *Analyse pétrochimique, l'assurance qualité des produits pétroliers*, Mise en page Ecknauer + Schoch ASW, imprimé en Suisse par Metrohm AG, CH-9100 Herisau 8.000.5080FR, **2012**, 11.
14. O Salem. *Management of Shared Groundwater Basins in Libya. In, Policies and strategic options for water management in the Islamic countries. Symposium, Tehran, Islamic Republic of Iran, 15-16 dec. UNESCO*, pp.89-97. IHP-IV Series on Groundwater **2003**, 73.
15. J Rodier. *L'analyse de l'eau: eaux naturelles, eaux résiduaires, eau de mer : physico-chimie, bactériologie et biologie* », Ed. Dunod, Paris, France, **1996**, 8, 1383.
16. J Rodier et C Graude. *Détermination de la dureté dans les eaux par la méthode au complexon III. Bull. Institut hygiène du Maroc, N.S. XII, 1952*, 3-4, 275.
17. APHA, AWWA, et WEF, *Standard methods for the examination of water and wastewater. American Public Health Association, American Water Works Association et Water Environment Federation, 1998*, 20.
18. J Rodier. *L'analyse de l'eau : Eaux naturelle, eaux résiduaires, eaux de mer*, Edition, Dénod, Paris, **1986**, 7, 1383.
19. A Alemad, M Nagi, A Ibada, R Nasser, Y Alwathaf, O Elrhauat, K Elkharrim, A Babaqi, D Belghyti. *The impact of sana'a solid waste on the quality of groundwater in Yemen, 2nd International Conference on Water and Society, 4 - 6 September 2013, New Forest, UK, Paper DOI: 10.2495/WS130151. 2013*, 178.
20. D Belghyti, H Daifi, A Alemad, K Elkharrim, M Elmarkhi, Y Souidi, F Benelharkati, B Joti, Z Elmoukrifi, A Ibada, Y Azami-Idrissi, S Baroud, F Elkhayyat, O Elrhauat, S SadeK, Y Taboz, H Sbai, R Naser, H Chigger. *Groundwater management for sustainable production of drinking water quality in Maâmora. Water and Society II 241. WIT Transactions on Ecology and The Environment, © WIT Press. www.witpress.com, ISSN 1743-3541. 2014*, 178.
21. J Beens et U.A.T Brinkman. *The role of gas chromatography in compositional analyses in the petroleum industry. TrAC, Trends in Analytical Chemistry, 2000*, 19, 260– 275.
22. M Rondon. PhD *Influence de la formulation physico-chimique et des propriétés interfaciales sur la stabilité des émulsions asphaltènes-eau-huile. Application à la déshydratation du pétrole, Université, 2006*.
23. J Laxalde. *Analyse des produits lourds du pétrole par spectroscopie vibrationnelle. HAL Id. 2012*.
24. N Jaffrezic-Renault. *Développements analytiques: micro capteurs électrochimiques pour le suivi in-situ des contaminants, Laboratoire IFOS, Ecole Centrale de Lyon, 69134 ECULLY Cedex (France) Reçu le, 06 Janvier 2003, Accepté le 16 Mai 2003*.
25. E & P Forum/ UNEP technical Publication. *Environmental Management in oil & gas. Exploration and Production: An overview of issues and management approaches. UNEP IE/PAC Technical Report 1997*, 37.
26. A Futyan and AH Jawzi. *The hydrocarbon habitat of the oil and gas fields of North Africa with emphasis on the Siit Basin. First Symposium on the Sedimentary Basins of Libya, Geology of the Sirt Basin, (eds. M.J. Salem., A.S. El-Hawat and A.M. Sbata), Elsevier, Amsterdam, 1996*, 2, 287-308.
27. H Abouzid et A Outair. *Les Nitrates dans les eaux, 7^{ème} Congrès Mondial des ressources en eau, Rabat, Maroc, 13-18 Mai, 1991*, 2.
28. FAO. *Comparing water requirements for agricultural production in the Libyan Jamahiriya and twenty other countries. Rome, 2004*.
29. CSS, Committee Standards and Standard, Department of Environment- Morocco, *Folds back, 1994*.
30. MEM, Moroccan Standards, *Official Bulletin of Morocco, Ministry of Environment of Morocco, Rabat, 2002*, 5062.
31. IAEA. *Regional Shared Aquifer Diagnostic Analysis For the Nubian Sandstone Aquifer System, Second Draft Report, International Atomic Energy Agency Vienna, Austria, 24 September, 2010*.
32. I Merdrignacet, D Espinat. *Physicochemical characterization of petroleum fractions: the state of the art. Oil & Gas Science and Technology - Rev.IFP, 2007*, 62, 1, 7–32.
33. Organisation mondiale de la santé (OMS). *Directives de qualité pour l'eau de boisson. Critères de santé et autre information justificative. Genève. 1984*, 2.
34. World Health Organization (WHO), (eds). *Guideline for Drinking Water Quality, Health Criteria and Other Supporting Information: 2nd Edition Geneva, 2004*, 2, 940-949.
35. O Salem et P Pallas. *The Nubian Sandstone Aquifer System (NSAS), In, Appelgren B. (ed.). Managing Shared Aquifer Resources in Africa (ISARM Africa), Proceedings of the International Workshop, Tripoli (Lybia), 2-4 june 2002. Paris, UNESCO, IHP-VI, Series on Groundwater, 2002*, 8, 19-21.
36. D Mara. *Guidelines for the safe use of wastewater and excreta in Agriculture and Aquaculture: Measures for public health protection, World Health Organization, Geneva, 1989*, 187p.
37. UNESCO. *Étude des ressources en eau du Sahara septentrional. Nappe de la Djeffara. Projet ERESS.Unesco presse, 2002. Eau: les ressources cachées de l'Afrique [en ligne]. Paris, UNESCO. Communiqué de presse N°. Disponible sur Internet, http://portal.unesco.org/fr/ev.phpURL_ID=3026&URL_DO=DO_TOPIC&URL_SECTION=201.html. 2002*, 35, 1972.
38. UNESCO, *Ressources en eaux et gestion des aquifères transfrontaliers de l'Afrique du nord et du sahel: Paris. 2006*.
39. UNESCO, *Vers une Gestion Concertée des Systèmes Aquifères Transfrontaliers. Constat Préliminaire Partie I: Académie de l'Eau, BRGM, OIEau, UNESCO, Paris, Août, 2011*.