

ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ АЗЕРБАЙДЖАНА

Б. А. Багиров, А. М. Гаджиев

Features of heat methods of influence on developed oil deposits of Azerbaijan

B. A. Bagirov, A. M. Gadzhiev

Successful implementation of thermic enhanced oil recovery methods requires systematic monitoring of the processes of development of reserves, which is an urgent task of commercial geology. The technique is based on the proposition that if heat carrier is injected into the formation, it must affect not only the formation temperature increase and thereby decrease of viscosity and density of oil, but also lead to changes in nature of formation water mineralization. One should take into account the fact that the movement speed of water in a porous medium will always outpace the speed of thermal conductivity of rocks and its saturating fluid, which will provide more timely and reliable information on the direction of heat carrier flow. The nature of the variation of ion-salt composition depends on the type of heat influence, if steam embeds the formation the salinity of the formation water reduces, and during fire flooding along with a decrease of viscosity and density of oil increases the temperature of the formation water, which increases its chemical activity. Therefore, water produced with the oil, on the background of various salt composition changes, usually has an increased content of ions $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ and Cl^- . This study allows to reasonably assuming that the thermal influence on layers, in any of its modifications, regardless of their geological heterogeneity, leads to characteristics change in the chemistry of water, which allows making operational changes in development plans using the heat influence. The revealed effect is an argument for including analysis of the hydro-chemical information in the range of research conducted in the course of the heat influence on layers.

Keywords: oil output; reserves; mineralization; salinity; viscosity; density; temperature; thermal methods; steam influence; fire flooding.

Успешное внедрение термических методов увеличения нефтеотдачи пластов требует систематического контроля за процессами освоения запасов, что является актуальной задачей промысловой геологии. Методика основана на положении о том, что если в пласт вводится теплоноситель, то это не только должно отразиться на повышении пластовой температуры и тем самым на уменьшении вязкости и плотности нефти, но и привести к изменению характера минерализации пластовых вод. Следует принимать во внимание и то, что скорость продвижения воды в пористой среде всегда будет опережать скорость теплопроводности пород и насыщающей его жидкости, что позволит получать более оперативную и надежную информацию о направлении движения теплоносителя. При этом характер изменчивости ионно-солевого состава зависит от типа тепловоздействия: если в пласт внедряется пар, соленость вод пласта будет уменьшаться, а при горении пласта, наряду с уменьшением вязкости и плотности нефти, увеличивается и температура пластовой воды, что приводит к увеличению ее химической активности. Поэтому в добываемой с нефтью воде на фоне различного изменения солевого состава, как правило, повышается содержание ионов $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ и Cl^- . Проведенное исследование позволило обоснованно предположить, что при термическом воздействии на пласты в любой его модификации независимо от их геологической неоднородности, обнаруживаются характерные особенности изменения химизма вод, что позволяет вносить оперативные изменения в планы разработки с применением тепловоздействия. Выявленный эффект является аргументом для включения анализа гидрохимической информации в комплекс исследований, проводимых в процессе тепловоздействия на пласты.

Ключевые слова: нефтеотдача; запасы; минерализация; соленость; вязкость; плотность; температура; термические методы; паровоздействие; внутрислоевого горение.

Целью более полного извлечения нефти из пластов в мире практикуется применение методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), позволяющих повысить эффективность разработки нефтяных залежей. Эти методы делятся на физико-химические, термические, микробиологические, ядерные и т. д. [1].

Как показала практика, на первый план по возможностям увеличения нефтеотдачи пластов отчетливо выходят термические методы воздействия на пласты. Это связано с тем, что они применяются в основном в залежах с трудноизвлекаемыми (пассивными) запасами нефти, т. е. когда другими способами достичь коэффициента нефтеотдачи выше 0,20–0,30 не представляется возможным [2].

Тепловые методы основаны на уменьшении вязкости и плотности нефти, что приводит к увеличению ее подвижности в пластовых условиях. Реализация метода осуществляется за счет нагнетания в пласт высокотемпературных рабочих агентов (пар, горячая вода и т. д.), а также за счет процесса горения самой нефти непосредственно в пласте (внутрипластовое горение).

Эффективность внедрения термических методов воздействия во многом зависит от геолого-физических условий нефтяных залежей – глубины залегания, физико-химических свойств нефти, типа коллектора, характера насыщения нефтью, водой и газом и т. д.

Так как объектом термического воздействия является нефть, насыщающая пласт, то при ее нагревании приходится нагревать и остаточную

воду, и собственно породу, поэтому важно детально исследовать объект до начала осуществления термических методов. Особенно тщательное изучение объекта необходимо в условиях сильной геологической неоднородности продуктивных пластов.

В мире термические методы опробованы в пластах, залегающих на различных глубинах, однако с ростом глубины объекта обнаруживается потеря большого количества тепла по стволу скважин. Этим обстоятельством объясняется ограниченное использование тепловых методов на больших глубинах [3, 4].

Очевидно, что успешное внедрение тепловоздействия на пласты требует систематического контроля за применяемыми процессами разработки, позволяющего максимизировать эффект от применения метода за счет его своевременного регулирования. Трудоемкость и затратность получения оперативных данных о физическом состоянии пласта, отставание в обработке полученной информации и т. д. могут отрицательно сказаться на планах достижения проектных коэффициентов нефтеотдачи. На практике для контроля за тепловоздействием рекомендуется построение карт изменения температуры пласта (изотерм), что не всегда своевременно дает информацию о направлении продвижения тепла, вводимого в залежь. Таким образом, обоснование новой, более эффективной методики контроля за процессами термовоздействия является актуальной задачей промысловой геологии.

Методика основана на положениях о том, что если в пласт вводится теплоноситель в виде пара или горячей воды, либо осуществляется горение остаточной нефти, это не только должно отразиться на повышении пластовой температуры и тем самым на уменьшении вязкости и плотности нефти, но и привести к изменению характера ионно-солевого состава вод. При этом следует принимать во внимание то, что скорость продвижения воды в пористой среде всегда будет опережать скорость теплопроводности пород и насыщающей его жидкости. Поэтому изменение химизма воды выступает как информативный показатель, что позволяет выявлять зоны пласта, охваченные тепловоздействием. При этом характер изменчивости ионно-солевого состава зависит от типа тепловоздействия: если в пласт внедряется пар, соленость вод пласта неизбежно будет уменьшаться, так как нагнетаемая вода, по сути, представляет собой дистиллированную воду. А при горении пласта, наряду с уменьшением вязкости и плотности нефти, увеличивается и температура пластовой воды, что ускоряет их совместное продвижение к добывающим скважинам. При этом вымывающая способность разогретой пластовой воды всё более растет, что приводит к естественному увеличению ее химической активности, тем самым в ней лучше растворяются соли пород коллекторов. Поэтому в добываемой с нефтью воде, на фоне различного изменения солевого состава, как правило, повышается содержание ионов $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ и Cl^- . Что касается контроля за процессом закачки в пласт горячей воды (на месторождениях Азербайджана не применялось) с привлечением гидрохимических данных, есть все основания полагать, что химизм вод в зависимости от ионно-солевого состава воды, используемой в качестве теплоносителя, соответствующим образом изменится.

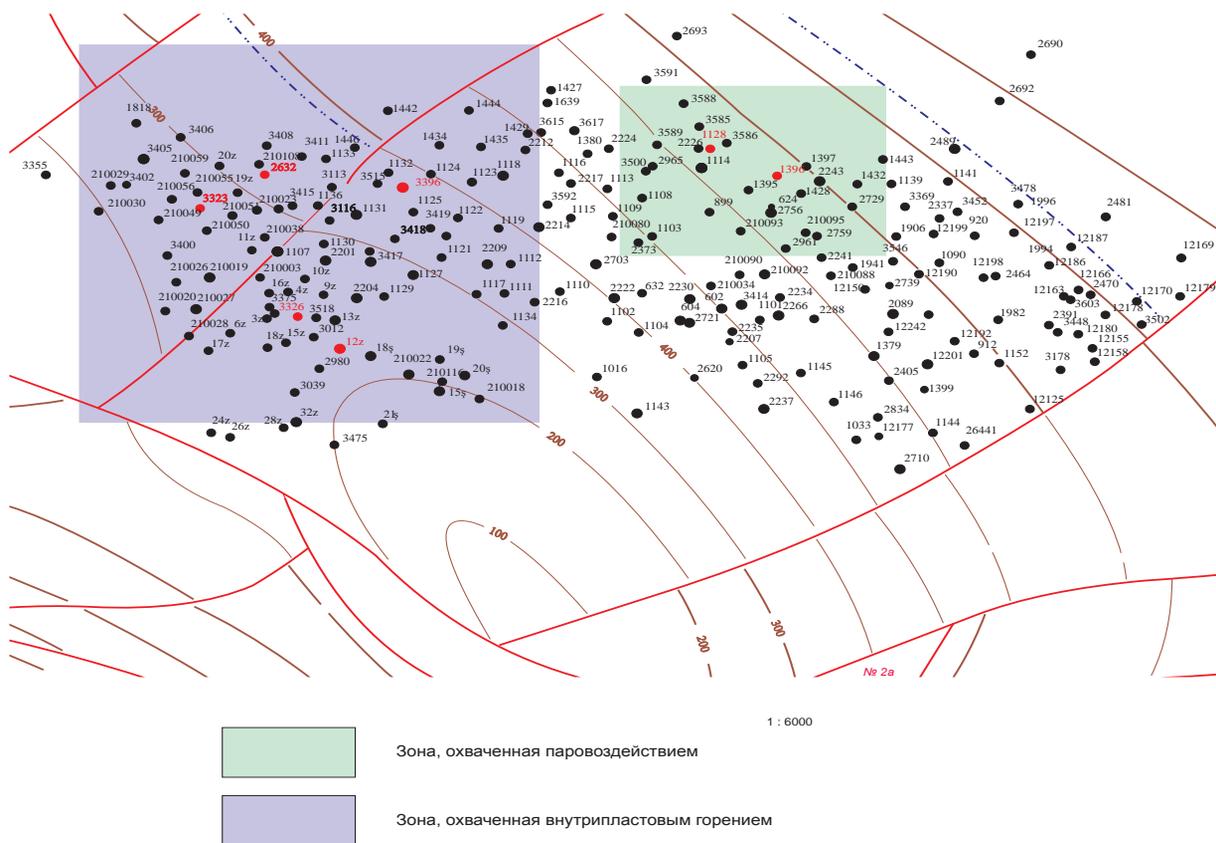


Рисунок 1. Зоны, охваченные тепловоздействием, на месторождении Балаханы-Сабунчи-Раманы / Figure 1. Areas covered by the influence of heat, the field Balakhany-Sabunchi-Ramany.

Далее на конкретных примерах дается реализация предлагаемой методики.

Паровоздействие

Этот метод успешно применялся на залежах горизонта II КС_в месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы (площадь Хорасаны). Объект представлен частым и однообразным чередованием маломощных прослоев глинистых и песчаных пород толщиной 35–45 м. Среднее значение пористости – 25 %, проницаемости – 0,215 мкм². Площадь, охваченная паровоздействием, не осложнена разрывными нарушениями и имеет углы падения 18–25°. Нефть в пластовых условиях имеет плотность 0,920–0,935 г/см³, вязкость 75–110 мПа · с. Хотя объект разрабатывается с 1924 г., на момент начала воздействия текущий коэффициент нефтеотдачи составлял всего 0,19. Среднесуточные дебиты скважин изменялись в пределах 0,6–3,2 т (нефть) и 0,1–8,0 м³ (вода). Обводненность продукции составляла 55–65 %, а пластовое давление на участке изменялось от 0,07 до 1,25 МПа. С целью улучшения фильтрационной характеристики неф-

тей в пористой среде с 1969 г. на рассматриваемой площади была начата закачка пара в скважине 1396 и далее в 1970 г. в скважине 1128. Температура рабочего агента (пара) на устье составляла 200–220 °С, давление нагнетания равнялось 3,0 МПа (рис. 1).

Следует отметить, что при нагнетании пара в пласте образуются три характерные фазовые зоны: зона вытеснения паром, зона горячего конденсата и зона, не охваченная воздействием [5]. Каждая из указанных зон испытывает взаимное влияние. Компенсируя друг друга, эти зоны дают представление о характере и направлении движения фронта тепла.

В работе даются результаты исследования влияния температуры на физико-химические свойства нефти и пластовых вод в реагирующих скважинах (2220, 2281, 2547, 2238, 2227). Выявлено, что с ростом температуры в реагирующих скважинах наблюдалось закономерное уменьшение вязкости и плотности добываемой нефти. При этом в тех скважинах (2236), где изменение пластовой температуры замечено не было, также отмечалось некоторое улучшение подвижности нефти. Это дало возмож-

Таблица 1. Физико-химическая характеристика вод горизонта II КС_в месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы.

Номер скважины	До начала процесса						После начала процесса					
	°Be	Эквивалентные значения, экв					°Be	Эквивалентные значения, экв				
		Cl	HCO ₃	Ca + Mg	Na + K	Σ _{a+k}		Cl	HCO ₃	Ca + Mg	Na + K	Σ _{a+k}
2220	2,9	0,0311	0,0085	0,0014	0,0802	0,1212	0,5	0,0190	0,0021	0,0013	0,0032	0,0261
2281	2,9	0,0324	0,0090	0,0017	0,0838	0,1269	2,8	0,0313	0,0091	0,0020	0,0389	0,0818
1431	3,1	0,0335	0,0090	0,0015	0,0862	0,1302	0,7	0,0210	0,0034	0,0009	0,0057	0,0315
1397	3,0	0,0322	0,0093	0,0016	0,0840	0,1271	2,6	0,0283	0,0091	0,0013	0,0156	0,0758
1432	2,8	0,0250	0,0112	0,0012	0,0733	0,1107	2,7	0,0256	0,0109	0,0014	0,0356	0,0540
2547	2,5	0,0239	0,0081	0,0019	0,065	0,0989	1,7	0,0156	0,0077	0,0011	0,0229	0,0478
2238	2,7	0,0256	0,0104	0,0010	0,07300	0,1100	2,5	0,0244	0,0101	0,0010	0,0339	0,0699
1934	3,1	0,0341	0,0090	0,0015	0,0873	0,1319	2,8	0,0291	0,0098	0,0014	0,0383	0,0791
2729	2,7	0,0246	0,0108	0,0011	0,0718	0,1083	2,7	0,0261	0,0100	0,0014	0,0153	0,0533
2248	2,9	0,0282	0,0100	0,0013	0,0776	0,1171	2,8	0,0277	0,0106	0,0013	0,0175	0,0576
2236	2,5	0,0232	0,0090	0,0015	0,0655	0,0992	1,7	0,0124	0,0069	0,0011	0,0188	0,0397

Таблица 2. Физико-химические характеристики вод горизонта ПК₈ месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы.

Скважина 3z		Эквивалентные значения						
Дата замера	До начала процесса	Cl	SO ₄	HCO ₃	Ca	Mg	Na + K	Σ _{a+k}
10.05.1971			0,0345	0,0004	0,0056	0,0025	0,0009	0,0371
22.12.1971	0,0350		0,0001	0,0057	0,0007	0,0026	0,0374	0,0815
03.04.1972	0,0380		0,0001	0,0060	0,0004	0,0033	0,0375	0,0853
13.10.1972	0,0315		0,0005	0,0054	0,0010	0,0027	0,0337	0,0748
24.01.1973	0,0315		0,0003	0,0045	0,0012	0,0023	0,0328	0,0726
10.05.1973	После начала процесса	0,0440	0,0001	0,0053	0,0014	0,0025	0,0454	0,0987
20.09.1973		0,0425	0,0001	0,0051	0,0012	0,003	0,0434	0,0953
28.11.1973		0,0395	0,0001	0,0099	0,0013	0,0025	0,0456	0,0989
23.03.1974		0,0315	0,0003	0,0045	0,0012	0,0023	0,0328	0,0726
18.05.1974		0,0300	0,0001	0,0046	0,0011	0,0026	0,0309	0,0693
18.07.1974		0,0285	0,0001	0,0048	0,0009	0,0023	0,0302	0,0668
15.11.1974		0,0285	0,0005	0,0040	0,0013	0,0025	0,0292	0,0660
25.12.1974		0,0375	0,0003	0,0052	0,0016	0,0035	0,0379	0,086
18.01.1975		0,0320	0,0004	0,0053	0,0007	0,0034	0,0336	0,0754
11.02.1975		0,0355	0,0002	0,0055	0,0014	0,0026	0,0352	0,0804
12.05.1975		0,0315	0,0005	0,0054	0,0010	0,0027	0,0337	0,0748
20.08.1975		0,0335	0,0003	0,0057	0,0006	0,0024	0,0317	0,0742
03.11.1975		0,0357	0,0002	0,0035	0,0008	0,0021	0,0365	0,0788

сторает в виде топлива, при этом эффект от метода может увеличить конечный коэффициент нефтеотдачи до 20 % [7, 8].

Отметим, что под влиянием физического изменения теплового режима пласта в процессе горения в анализах вод, отобранных из реагирующих скважин в тот же период, отмечается изменение их ионно-солевого состава. Этот эффект обнаружен авторами на объектах месторождений Балаханы-Сабунчи-Раманы и Пираллахи.

1. *Горизонт ПК₈ месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы (площадь Хорасаны)*. Здесь ПК свита, в отличие от других площадей месторождения, характеризуется низкими коэффициентами нефтеотдачи (< 0,30), что связано в основном с высокими значениями вязкости нефти (> 50 мПа · с). В связи с этим в 1973 г. в этой залежи стали применять термические методы в виде ВПГ.

Краткие геолого-технологические характеристики объекта

Горизонт ПК₈ вступил в разработку в 1919 г. За весь период разработки площадь была вскрыта многочисленными скважинами, однако из-за низкодебитности большинство из них в кратчайшие сроки было возвращено на вышележащий горизонт. Процесс горения осуществлялся в скважинах 3326, 3323, 12z, 3396, 2632. Под воздействием оказалось более 40 добывающих скважин (рис. 3).

Воздействие проводилось вплоть до 1995 г., и за весь период было закачано в пласт более 600 тыс. м³ воды и более 200 млн м³ сжатого воздуха. В результате воздействия было получено около 230 тыс. т нефти дополнительно, что связано с увеличением ее подвижности за счет снижения вязкости и плотности. Метод воздействия находился под систематическим наблюдением, в результате чего и осуществлялось его регулирование. Отметим, что на фоне различного изменения тепла в реагирующих скважинах в большинстве из них наблюдалось существенное

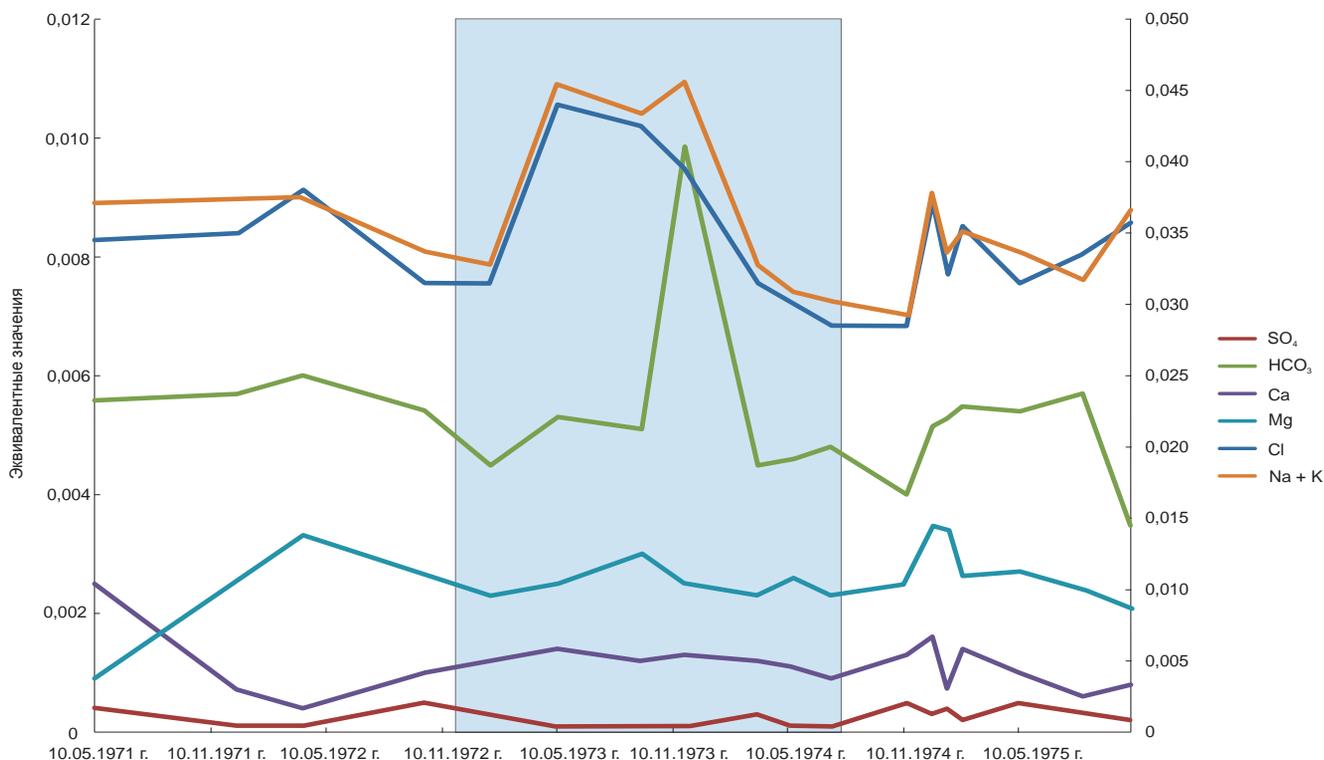


Рисунок 4. Изменение физико-химических показателей вод в динамике (скважина 3z) / Figure 4. Change of physical and chemical parameters of water in dynamics (well number 3z).

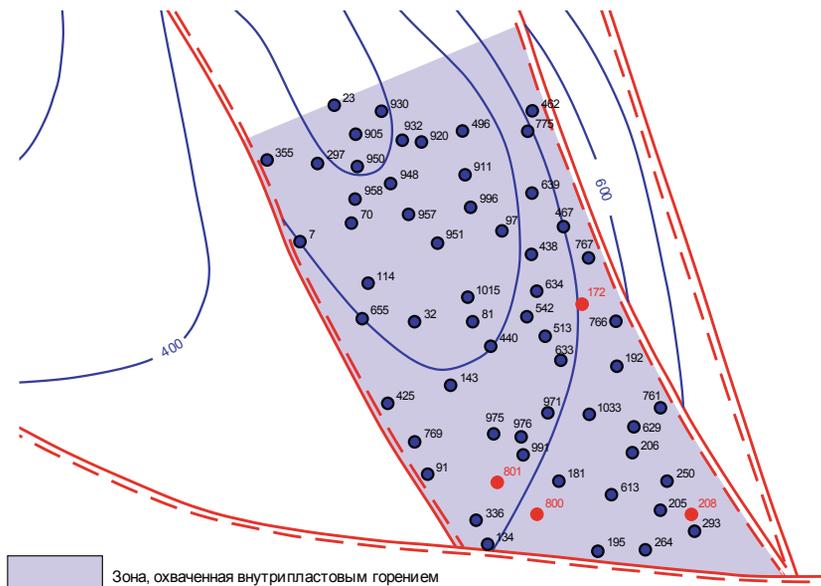


Рисунок 5. Зоны, охваченные тепловоздействием, на месторождении Пираллахи / Areas covered by the influence of heat in the Pirallakhi deposit.

изменение физико-химических характеристик вод скважин 3375, 3z и 3518 (табл. 2, рис. 4).

Как видно из приведенных данных, в процессе проведения ВПГ на горизонте ПК_в площади Хорасаны гидрохимические показатели залежи подвергаются различным изменениям. При этом во всех случаях отчетливо прослеживается повышение значения ионов Na + K и Cl, что дало возможность уточнять зоны влияния теплового потока по площади.

2. Горизонт ПК_с месторождения Пираллахи разрабатывается более 70 лет. Этот объект характеризуется значительной неоднородностью, что явилось причиной разнохарактерности реализации запасов по объекту. Скопление в ряде блоков значительных остаточных запасов высоковязких нефтей дало повод для проектирования и применения метода внутрипластового горения. В различное время воздействие было начато в скважинах 208 – 1974 г., 800 и 801 – 1976 г., 172 – 1981 г., 843 – 1982 г. (рис. 5).

Скважины из-за значительной геологической неоднородности объекта на тепловое воздействие реагировали по-разному, что в итоге привело к скорейшему прекращению воздействия. Вместе с тем результаты исследований изменения компонентного состава минерализации вод реагирующих скважин в динамике практически показали их идентичность в характере изменения значений минерализации вод с водами ПК_в месторождения Балаханы-Сабунчи-Раманы (рис. 6).

В период проведения воздействия в скважинах наряду с другими геолого-технологическими работами были проведены и гидрохимические исследования. Отметим, что по этому объекту накоплен большой объем фактического материала, целенаправленность которого позволила выявить эффект повышения в водах ионов Na⁺ + K⁺ и Cl⁻. Характерные анализы по ряду скважин приведены в табл. 3 и на рис. 7.

Как видно из рис. 2, 3, 6, зоны влияния, установленные только по данным термических исследований, охватывают лишь часть площадей, что связано с естественным физическим стремлением тепла к продвижению в повышенные части структуры. Химико-структурные изменения минерализации вод описывают гораздо большую площадь, что дает лучшее представление о зоне охвата термовоздействием.

На месторождениях Азербайджана тепловое воздействие в виде нагнетания горячей воды не применялось. Тем не менее общность изменчивости минерализации вод при воздействии на пласт паром и при ВПГ и общность физико-химической сути термических процессов дают основание полагать, что при нагнетании горячей воды будет наблюдаться картина сдвигов минерализации пластовых вод в зависимости от ионно-солевого состава рабочего агента.

Исходя из изложенного, можно сделать вывод, что в процессе теплового воздействия в любой его модификации, независимо от геологи-

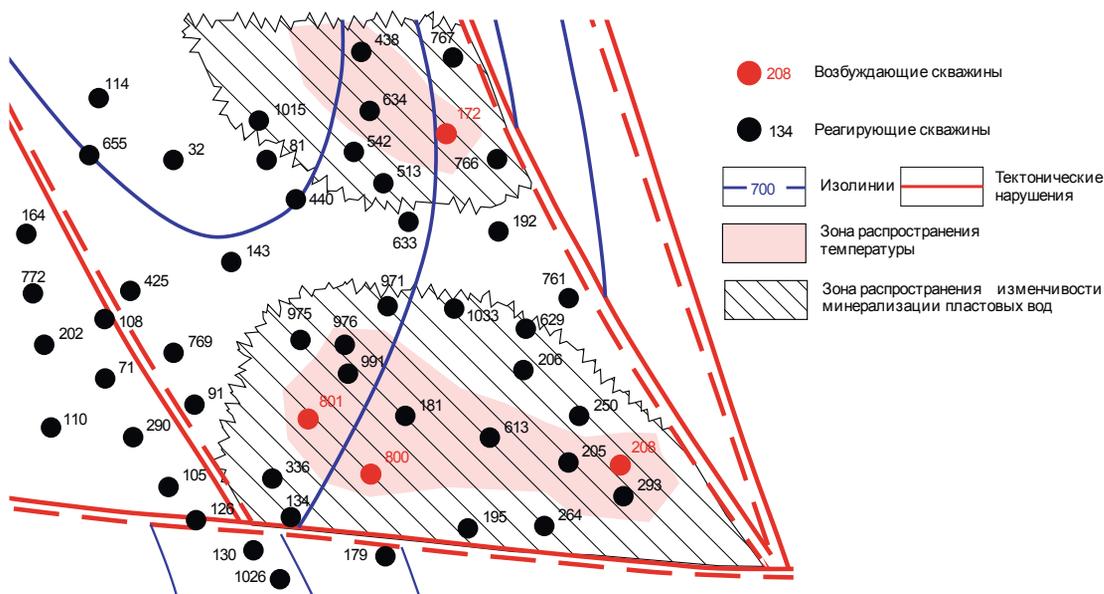


Рисунок 6. Карта распространения тепла в результате применения ВПГ на горизонте КС_в месторождения Пираллахи / Figure 6. Map of distribution of heat as a result of combustion within the formation on the horizon KS_v of Pirallakhi deposit.

Таблица 3. Физико-химические характеристики вод горизонта КС_в месторождения Пираллахи.

Скважина 634		Эквивалентные значения					
Дата замера		Cl	SO ₄	HCO ₃	Ca	Mg	Na + K
22.03.1977	До начала процесса	0,0425	–	0,0103	0,0002	0,0016	0,0510
06.07.1977		0,0290	–	0,0106	0,0004	0,0017	0,0375
16.12.1977		0,0350	–	0,0100	0,0001	0,0020	0,0429
26.07.1978		0,0320	–	0,0097	0,0001	0,0016	0,0408
22.11.1978		0,0305	–	0,0092	0,0007	0,001	0,038
14.05.1979		0,0295	–	0,0099	0,0007	0,0013	0,0374
17.12.1979		0,0350	–	0,0100	0,0004	0,0013	0,0433
19.05.1980		0,0295	–	0,0102	0,0003	0,0016	0,0378
10.11.1980		0,0390	–	0,0090	0,0011	0,0018	0,0452
08.07.1981		0,0360	–	0,0095	0,0003	0,0018	0,0434
13.10.1981	После начала процесса	0,0715	0,001	0,0065	0,0014	0,0037	0,0744
03.11.1981		0,0395	–	0,0106	0,0016	0,0009	0,0479
22.12.1981		0,0285	–	0,0098	0,0010	0,0015	0,0358
18.01.1982		0,0365	–	0,0090	0,0010	0,0015	0,0358
18.01.1982		0,0300	–	0,0104	0,0007	0,0019	0,0378
19.07.1982		0,0605	0,0001	0,0075	0,0007	0,0024	0,0650
01.12.1982		0,0405	–	0,0095	0,0007	0,0030	0,0463
04.01.1983		0,0425	–	0,0094	0,0009	0,0018	0,0492
23.08.1983		0,0565	–	0,0078	0,0008	0,0028	0,0607
22.09.1983		0,0500	0,0001	0,0083	0,0004	0,0025	0,0555
23.12.1983		0,1020	0,0006	0,0064	0,0029	0,0043	0,1018

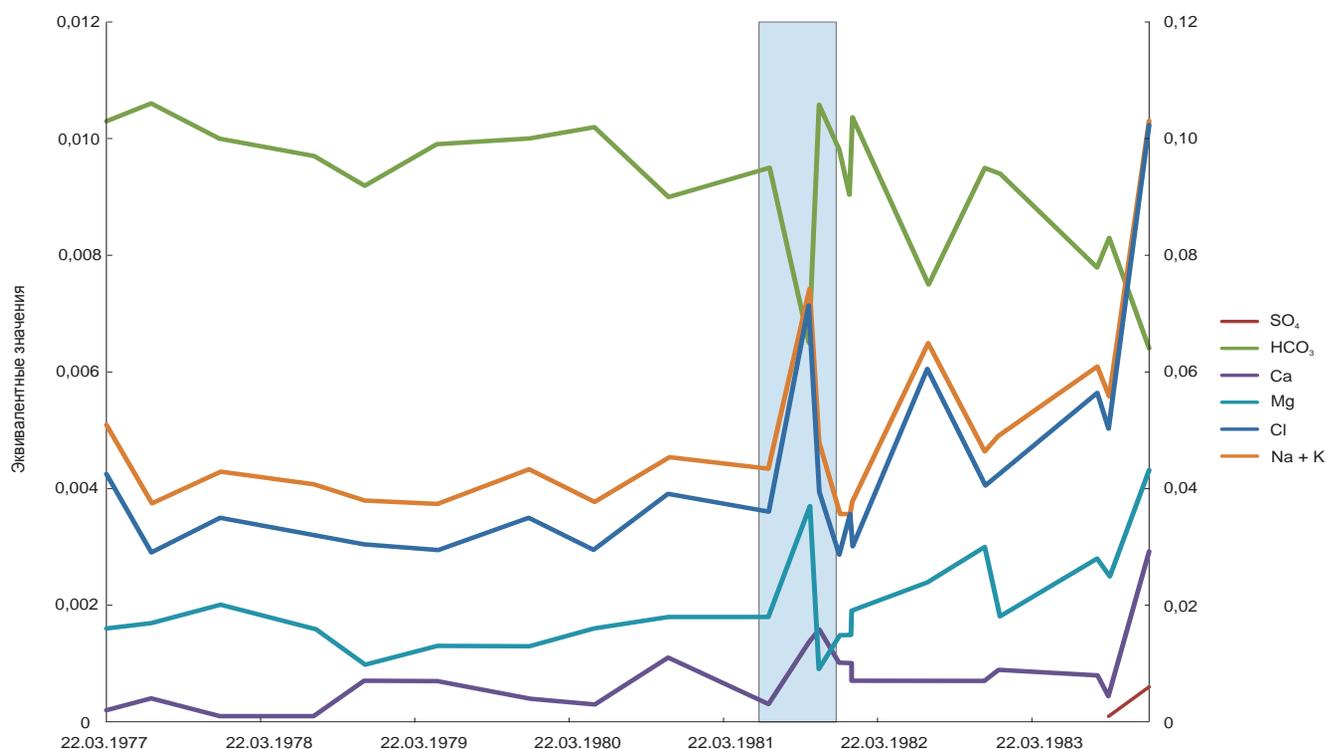


Рисунок 7. Изменение физико-химических показателей вод в динамике (скважина 634) / Figure 7. Change of physical and chemical parameters of water in dynamics (well number 634).

ческой неоднородности пласта, обнаруживаются характерные особенности изменения химизма вод. Выявленный эффект является аргументом для включения анализа гидрохимической информации в комплекс исследований, проводимых в процессе тепловоздействия на пласты.

Работа выполнена при финансовой поддержке Фонда развития науки при Президенте Азербайджанской Республики – грант № EIF/MQM/Universitet-2014-5(20)-11/03/2.

ЛИТЕРАТУРА

- Исмаилов Ф. С., Мехтиев У. Ш., Гасымлы А. М. Опыт применения тепловых методов воздействия на нефтяных месторождениях Азербайджана. Баку: Марс Принт, 2011. 165 с.
- Багиров Б. А., Салманов А. М., Гасаналиев М. Г. Об определении качества запасов нефти // Геология нефти и газа. 1998. № 6. С. 22–25.
- Roland P. Leaute. Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS // Evolution of Technology from Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake: SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Sympo-

sium and International Horizontal Well Technology Conference (4–7 November). Calgary, Alberta, Canada. 2002. 11 p.

4. Dusseault M. B. Comparing Venezuelan and Canadian heavy oil and tar sands // Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Alberta, Canada, 2010. pp. 1–20.

5. Байбаков Н. К., Гарушев А. Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988. 343 с.

6. О контроле процессов закачки пара в пласты / Б. А. Багиров [и др.] // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 1972. № 4. С. 27–30.

7. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.

8. Амелин И. Д. Внутрипластовое горение. М.: Недра, 1980. 230 с.

REFERENCES

1. Ismaylov F. S., Mekhtiev U. Sh., Gasymlıy A. M. 2011, *Oпыт primeneniya teplovykh metodov vozdeystviya na neftyanykh mestorozhdeniyakh Azerbaydzhana* [Experience of using thermal methods of influence in the oil fields of Azerbaijan], Baku, 165 p.

2. Bagirov B. A., Salmanov A. M., Gasanaliev M. G. 1998, *Ob opredelenii kachestva zapasov nefli* [Determining the quality of oil reserves]. *Geologiya nefli*

i gaza [Oil and Gas Geology], no. 6, pp. 22–25.

3. Roland P. Leaute. 2002, Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of Technology from Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake. SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, p. 11.

4. Dusseault M. B. 2010, Comparing Venezuelan and Canadian heavy oil and tar sands. Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, pp. 1–20.

5. Bagirov B. A. et al. 1972, *O kontrole protsessov zakachki para v plasty* [On Control of steam injection processes in reservoirs]. *Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozyaystvo* [Azerbaijani oil industry], no. 4, pp. 27–30.

6. Baybakov N. K., Garushev A. R. 1988, *Teplovye metody razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Thermal methods of oil field development], Moscow, 343 p.

7. Surguchev M. L. 1985, *Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* [Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery], Moscow, 308 p.

8. Amelin I. D. 1980, *Vnutriplastovoe gorenie* [Fire flooding], Moscow, 230 p.

Багир Али оглы Багиров,

b.bagirov.36@mail.ru

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности
Азербайджан, Баку, пр-т Азадлыг, 20

Bagir Ali ogly Bagirov,

b.bagirov.36@mail.ru

Azerbaijan State University of Oil and Industry
Baku, Azerbaijan

Агарза Месуд оглы Гаджиев,

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR

Азербайджан, Баку, пр-т Зардаби, 88

Agarza Mesud ogly Gadzhiev,

Oil Gas Scientific Research Project Institute, SOCAR

Baku, Azerbaijan