

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПЛАСТОВЫХ ПРОБ ИЗ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН СИБИРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю. Ф. Антонов, Е. П. Гудков

Пермский государственный технический университет

С. В. Осипов

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

На основании полученных данных химического состава пластовых проб из нагнетательных скважин Сибирского месторождения дана оценка вероятных размеров простираения околоскважинной зоны пласта с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), сформированной в период их эксплуатации.

В настоящее время большинство нефтяных месторождений разрабатывается с поддержанием пластового давления (ППД) путём закачки воды в продуктивные пласты. Приемистость скважины и продолжительность стабильной работы зависят от состояния коллектора в околоскважинном пространстве (ОЗП). Планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ) для поддержания технологически обоснованных уровней приемистости скважин невозможно без оценки размеров ОЗП. В этой связи возникает необходимость определения размеров зоны воздействия при проведении ГТМ с целью обеспечения устойчивой фильтрационной связи скважины с породами удаленной зоны пласта (УЗП).

Воды в поровом пространстве УЗП характеризуются устойчивым (стабильным) биохимическим составом и минерализацией. Поэтому при оценке динамики изменения во времени концентрации и состава отбираемых устьевых проб в процессе отработки скважин в режиме излива можно оценить расстояние до УЗП, которому соответствует начало стабилизации компонентного химического состава, количество взвешенных частиц (КВЧ) и кислотность среды (pH).

Отбор проб жидкости производился из скважин №№ 1 и 2 (номера скважин условные) Сибирского месторождения в процессе дренирования продуктивного пласта. Основной задачей отбора проб из нагнетательных скважин по выбранным объектам являлось исследование химического состава флюида, сформировавшегося в ОЗП и УЗП. На выбранных скважинах в компоновке нижней части НКТ был установлен струйный насос с пакером. С помощью устьевой обвязки технологического оборудования (ЦА-320 и АН-700) обеспечивалась прямая циркуляция в скважине через струйный насос путем закачки жидкости в НКТ и отбор ее из затрубного пространства в мерную емкость ЦА-320, в которой поддерживался постоянный объем (4...5 м³). Излишки жидкости сливались в авто-

цистерны и вывозились. Отбор проб осуществлялся из патрубка, подающего жидкость в мерную емкость ЦА-320. Контроль расхода жидкости и давления в диффузоре струйного насоса обеспечивался геофизическими приборами (расходомер, глубинный манометр). Отбор проб производили в течение полного цикла дренирования скважин (18...20 час). Пробы отбирались в три разные емкости – для проведения компонентного химического анализа (ХА), для оценки КВЧ и для микробиологического анализа (МБА).

Данные компонентного химического состава проб в зависимости от объема поступившей из скважин жидкости представлены в табл. 1. Один скважинный объем составляет: для скв. № 1 – 27 м³, для скв. № 2 – 26 м³.

Изменение КВЧ имеет свой минимум при отборе из водовода (0,0 г/дм³ – скв. № 1 и 0,05 г/дм³ – скв. № 2) и максимум (2,42 г/дм³ – скв. № 1 и 2,55 г/дм³ – скв. № 2) при объеме дренирования 0,204 (скв. № 1) и 3,85 (скв. № 2). Всплеск показателя КВЧ вероятнее всего характеризует начальную загрязненность ствола скважины. При замещении скважинной жидкости (0,98...1,0 скважинных объемов) уровень КВЧ в отобранных пробах составил 0,35...1,78 г/дм³. При отборе более 3-х скважинных объемов КВЧ в пробах уменьшилось в три раза от максимального значения (0,75...0,85 г/дм³) и стабилизировался на уровне 0,02...0,07 г/дм³.

Определение содержания трехвалентного железа в пробах разделили на общее и растворенное. По содержанию общего железа в пробах можно оценить содержание продуктов коррозии в скважинной жидкости. Общее количество Fe^{3+} в пробах при замещении одного скважинного объема составляет 218...235,5 мг/дм³ (скв. № 1) и 54...78 мг/дм³ (скв. № 2). Заниженное содержание общего железа в скв. 2 объясняется проведением промывки ствола скважины перед исследованиями. Содержание растворенного железа в пробах стабилизируется при отборе более 0,6 скважинных объемов. Количество растворенного Fe^{3+} в пробах, характеризующих ОЗП, составляет 2,0...9,2 мг/дм³.

Общая минерализация при замещении скважинной жидкости составляет 14,346 г/дм³ (скв. 1). При дренировании 5-ти скважинных объемов общий уровень минерализации снизился до 0,36 г/дм³ (скв. № 1) и 1,057 г/дм³ (скв. № 2). Основным компонентом, определяющим минерализацию проб жидкости (более 90 масс. %), является хлорид-ион (Cl^-).

Содержание хрома в пробах жидкости из скважин достаточно стабильно и составляет 0,004...0,068 мг/дм³. Содержание алюминия в пробах имеет максимум 1,0 мг/дм³ (скв. № 1) при отборе 0,61 скважинного объема и 2,9 мг/дм³ (скв. № 2) при дренировании 0,385 скважинных объемов.

Максимальное содержание катиона кальция в пробах пластовой жидкости составляет 4,52 г/дм³ (проба № 4, скв. № 1) и 5,8 г/дм³ (проба № 2, скв. № 2) при отборе 0,6 и 0,4 объемов скважинного пространства соответственно. По содержанию магния максимум приходится на 1,3 г/дм³ при тех же объемах дренирования.

Для выявления характера взвешенных нерастворимых частиц в скважинной жидкости проведен химический анализ состава осадка, отфильтрованного из проб скважины № 1. Данные лабораторных анализов представлены в табл. 2.

Данные компонентного химического анализа пластовой жидкости скважин

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	Пробы воды из скважин (№ 1 / № 2)									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Показатель кислотности (pH)	рН	<u>5,73</u>	<u>6,45</u>	<u>6,24</u>	<u>7,20</u>	<u>7,18</u>	<u>7,00</u>	<u>7,55</u>	<u>6,59</u>	<u>7,00</u>	<u>6,95</u>
			5,59	7,20	6,56	6,75	7,10	6,98	7,15	7,00	7,41	<u>7,15</u>
2	Железо общее (Fe ³⁺)	мг/дм ³	<u>231,00</u>	<u>235,50</u>	<u>229,00</u>	<u>218,00</u>	<u>220,00</u>	<u>223,00</u>	<u>226,00</u>	<u>149,00</u>	<u>51,90</u>	<u>48,00</u>
			54,00	178,00	77,00	74,40	59,50	43,50	29,00	19,50	9,60	<u>8,70</u>
3	Железо растворенное (Fe ³⁺)	мг/дм ³	<u>194,80</u>	<u>72,80</u>	<u>105,40</u>	<u>7,20</u>	<u>6,50</u>	<u>4,80</u>	<u>3,60</u>	<u>8,90</u>	<u>2,00</u>	<u>4,00</u>
			30,30	5,40	18,00	21,70	17,50	15,30	11,30	10,50	9,20	<u>7,90</u>
4	Жесткость общая	мг-экв/дм ³	<u>132,00</u>	<u>140,00</u>	<u>162,00</u>	<u>340,00</u>	-	-	<u>165,00</u>	<u>52,50</u>	<u>8,00</u>	-
			10,00	410,00	110,00	72,00	-	-	-	-	10,5	-
5	Жесткость кальциевая	мг-экв/дм ³	<u>110,00</u>	<u>120,00</u>	<u>140,00</u>	<u>226,00</u>	-	-	<u>130,00</u>	<u>45,00</u>	<u>5,00</u>	-
			7,00	290,00	64,00	56,00	-	-	-	-	8,00	-
6	Кальций (Ca ²⁺)	мг/дм ³	<u>2200,00</u>	<u>2400,00</u>	<u>2800,00</u>	<u>4520,00</u>	-	-	<u>2600,00</u>	<u>900,00</u>	<u>100,00</u>	-
			140,00	5800,00	1280,00	1120,00	-	-	-	-	160,00	-
7	Магний (Mg ²⁺)	мг/дм ³	<u>264,00</u>	<u>240,00</u>	<u>264,00</u>	<u>1368,00</u>	-	-	<u>420,00</u>	<u>90,00</u>	<u>36,00</u>	-
			36,00	1440,00	552,00	192,00	-	-	-	-	30,00	-
8	Сульфаты (SO ₄ ²⁻)	мг/дм ³	<u>117,00</u>	<u>117,20</u>	<u>113,30</u>	<u>140,10</u>	-	-	<u>156,90</u>	<u>111,00</u>	<u>24,00</u>	-
			24,30	130,00	47,40	66,60	-	-	-	-	17,40	-
9	Хлориды (Cl ⁻)	г/дм ³	<u>17,10</u>	<u>17,10</u>	<u>13,90</u>	<u>38,20</u>	-	-	<u>19,60</u>	<u>6,60</u>	<u>0,20</u>	-
			0,70	53,00	12,40	8,40	-	-	-	-	0,85	-

10	Щелочность	мг-экв/ дм ³	<u>0,60</u> 0,40	<u>1,40</u> 2,30	<u>1,30</u> 1,10	<u>2,30</u> 1,20	= -	= -	<u>2,40</u> -	<u>1,60</u> -	<u>2,20</u> 2,40	= -
11	Бикарбонаты (НСО ₃ ⁻)	мг/дм ³	<u>36,60</u> 24,40	<u>85,40</u> 140,30	<u>79,30</u> 67,10	<u>140,30</u> 73,20	= -	= -	<u>146,40</u> -	<u>97,60</u> -	<u>134,20</u> 146,40	= -
12	Количество взвешенных частиц (КВЧ)	г/дм ³	<u>0,00</u> 0,05	<u>2,42</u> 2,55	<u>1,47</u> 0,35	<u>1,81</u> 0,29	<u>1,78</u> 0,21	<u>1,73</u> 0,19	<u>1,70</u> 0,16	<u>0,64</u> 0,08	<u>0,12</u> 0,02	0,07 0,01
13	Алюминий (Al ³⁺)	мг/дм ³	<u>0,20</u> 0,20	<u>0,20</u> 2,90	<u>0,90</u> 1,50	<u>1,00</u> 1,70	<u>0,90</u> 1,30	<u>1,00</u> 1,05	<u>0,85</u> 1,30	<u>0,85</u> 0,75	<u>0,20</u> 0,45	= 0,45
14	Хром (Cr ³⁺)	мг/дм ³	<u>0,056</u> 0,056	<u>0,068</u> 0,004	<u>0,040</u> 0,036	<u>0,012</u> 0,032	<u>0,012</u> 0,028	<u>0,012</u> 0,030	<u>0,012</u> 0,028	<u>0,008</u> 0,025	<u>0,028</u> 0,004	= 0,010
15	Количество скважинных объемов дренирования (V _{др} /V _{скв})	д. ед	0,015 0,046	0,204 0,385	0,315 1,000	0,610 2,308	0,980 2,465	1,680 2,692	3,830 3,154	5,090 3,769	5,460 4,846	7,030 5,308

**Компонентный химический состав нерастворимого осадка
в пробах скважинной жидкости**

Объект исследования	Характер отложений на фильтре	Потери вещества при прокаливании навески, масс. %	Химический состав неорганического нерастворимого осадка в пробах, масс. %				
			SiO_2	Fe_2O_3	CaO + MgO	P_2O_5 + CuO	SO_4^{2-}
Взвешенные частицы, осевшие на фильтре	Отложения в виде вещества красно-коричневого цвета, порошкообразного при растирании	21,9	22,7	45,1	8.4	–	1.1

Вещества, составляющие основу взвешенных частиц – оксиды трехвалентного железа (45,1%) и кремния (22,7%). К потерям при прокаливании (21,9%) отфильтрованного осадка, как правило, относятся вещества органического происхождения (углеводородные компоненты, микроорганизмы и продукты их жизнедеятельности).

Средний расчетный радиус простираения зоны ОЗП (R_{cp}), которому соответствует начало процесса стабилизации химического состава, минерализации и содержания взвешенных твердых частиц в дренируемой жидкости, можно оценить по зависимости

$$R_{\dot{\delta}} = \sqrt{\frac{V_{\dot{\delta}}}{\pi \cdot h_{\dot{\delta}} \cdot m} + r_{\dot{\delta}}^2} ;$$

где: V_{dp} – накопленный объем отбора жидкости из продуктивного пласта в процессе дренирования, m^3 ; $h_{\dot{\delta}}$ – эффективная работающая толщина продуктивного пласта, м; m – пористость, д. ед.; r_c – радиус скважины по долоту, м.

В скважинах № № 1 и 2 эффективная вскрытая толщина составляет 17,8 и 17 м, работающая – 6,4 и 8,6 м, пористость 16,7 и 14,4 % соответственно. Стабилизация химического состава исследуемой жидкости в нагнетательных скважинах № № 1 и 2 наступила после дренирования 3,8 (102,0 m^3) и 4,8 скважинных объемов (124,8 m^3) соответственно. Расчетная глубина распространения зоны ОЗП, по данным химического анализа проб жидкости при дренировании скважины № 1, составляет 3,33 м, в скважине № 2 – 4,02 м. Для уточнения полученных результатов необходимо дополнительно провести гидродинамические исследования скважин с оценкой фильтрационных характеристик и размеров ОЗП.

Литература

1. Кащавцев В. Е., Гаттенбергер Ю. П., Люшин С. Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
2. Люшин С. Ф., Хабибуллин Р. М., О возможности отложения неорганических солей в пластовых условиях. – Тр. БашНИПИнефть, вып. 45, 1975, с. 120–122.