

## АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ В ВОРОНЕЖСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ (ВЕРХНИЙ ФРАН) ЗОЛОТУХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРИПЯТСКОМ ПРОГИБЕ ПО ПРОМЫСЛОВЫМ ГИДРОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

С.Л. Порошина

Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого  
пр. Октября, 48, 246746, Гомель, Беларусь  
E-mail: svetaporosh@gmail.com

*Рассмотрены результаты обработки гидрохимической информации по добывающим скважинам воронежской залежи нефти Золотухинского месторождения в связи с особенностями их эксплуатации, что позволило установить общие закономерности изменения гидрохимических и технологических параметров за весь период освоения рассматриваемой залежи. Результаты гидрохимических исследований свидетельствуют о принципиально разном характере ее разработки в пределах западной и восточной частей. Если западные участки залежи разрабатывались на смешанном упруговодонапорном и искусственно водонапорном режиме, то для восточной части залежи характерен активный искусственно водонапорный режим. Скорости перемещения пластовых флюидов в пределах залежи оценены в 0,56–15,83 м/сут. Рассчитанные объемы растворенных и вынесенных с попутными водами вторичных галитовых включений составили 4870 м<sup>3</sup>, что привело к существенному изменению ФЕС продуктивных отложений. Результаты проведенных исследований рекомендовано использовать при корректировке гидродинамической модели воронежской залежи Золотухинского месторождения и составлении нового проектного документа ее дальнейшей разработки.*

### ВВЕДЕНИЕ

Анализ разработки нефтяных месторождений в Республике Беларусь осуществляется в рамках периодически проводимых авторских надзоров за реализацией действующих проектных документов, при корректировке этих документов, подготовке новых проектов или дополнений к ним, регламентирующих проведение дальнейших работ по освоению конкретных залежей [13]. При составлении таких документов гидрогеохимические сведения обычно используются весьма ограниченно [1; 3; 4; 8; 14]. Однако наличие массовых данных о химическом составе и плотностях пластовых, закачиваемых и попутных вод по основным месторождениям Республики Беларусь, обоснованные ранее и предложенные в последние годы методические приемы обработки и интерпретации этих фактических материалов свидетельствуют о возможности более широкого их использования при

решении ряда оперативных и ретроспективных нефтепромысловых задач.

Как показали проведенные исследования, разработанные и усовершенствованные в последние годы автором, гидрохимические методы анализа и контроля эксплуатации добывающих скважин и освоения нефтяных месторождений заметно отличаются от предложенных ранее, являются оперативными и более эффективными при их использовании на практике [9; 11; 12]. С помощью этих методов мы попытались уточнить существующие представления об истории разработки относительно небольшой по размерам, но достаточно хорошо изученной, воронежской залежи нефти Золотухинского месторождения, находящейся на последней стадии освоения.

По поверхности подсолевых отложений Золотухинская структура представлена моноклиналиным блоком, расположенным в западной части

Малодушинской зоны поднятий, погружающимся в северном направлении под углом 15–25°. Воронежская залежь занимает наиболее приподнятую часть структуры, которая ограничена с юга региональным Малодушинским разломом с амплитудой до 1000 м и более. Северная граница залежи проводится по внешнему водонефтяному контуру и линии зоны отсутствия коллекторов. Залежь разбита на три блока малоамплитудными оперяющими разрывными нарушениями северо-восточного простирания, которые являются проницаемыми, но вместе с этим оказывают заметное влияние на ее разработку. Нефтеносность приурочена к карбонатным коллекторам каверново-порово-трещинного типа. По характеру резервуара, экрана и ограничений залежь является пластовой тектонически-экранированной.

### МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

При проведении анализа и контроля эксплуатации добывающих скважин и разработки рассматриваемой залежи по гидрохимическим данным использовались многочисленные сведения по плотностям закачиваемых и попутных вод, а также представительные результаты химического анализа пластовых, закачиваемых и попутных вод. К обработке и интерпретации гидрохимических данных привлекалась также необходимая геолого-промысловая информация (степень обводнения продукции, проводимые подливы пресных вод в скважины и др.).

Для характеристики состава пластовых рассолов воронежской залежи Золотухинского месторождения использовались результаты химического анализа вод, отобранных при испытании поисковых и разведочных скважин. При этом из всех имеющихся анализов по разработанным ранее критериям разбраковки [5; 7; 10; 11; 15] были выделены наиболее представительные, которые использовались для определения средних значений концентраций кальция, магния, натрия и калия в пластовых водах рассматриваемого месторождения.

В целях обоснования концентраций анализируемых компонентов в закачиваемых водах был построен график изменения плотности этих вод с нанесением на него сведений о плотностях вод блочной кустовой насосной станции (БКНС-3), частично разбавленные воды которой подаются к нагнетательным скважинам. Плотности закачиваемых вод и вод БКНС-3 оказались в боль-

шинстве случаев сопоставимыми, что послужило обоснованием при выборе наиболее представительных химических анализов и определении необходимых для проведения дальнейших расчетов содержаний кальция, магния, натрия и калия в закачиваемых водах.

Для оценки представительности результатов химических анализов попутных вод прежде всего были построены графики изменения плотностей попутных вод по всем добывающим скважинам за время их эксплуатации с нанесением на них сведений о плотностях, полученных при проведении химических анализов. С использованием этих графиков были созданы две выборки результатов химических анализов, которые характеризуют состав вод, обводняющих скважины, и вод, обводняющих продукцию. Проведенная обработка гидрохимических данных позволила определиться с методическими приемами проводимых расчетов. Для анализов, характеризующих состав вод, обводняющих скважину, при расчете величины долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых с нефтью водах и избыточного содержания в них хлоридов натрия использовалась программа Галит-1 [12]. Перед тем, как определить анализируемые показатели по сведениям о составе разбавленных вод, обводняющих продукцию, данные о суммарном содержании в их составе кальция и магния, натрия и калия корректировались с учетом степени их разбавления пресными водами (подход Галит-1т) [11].

Проведенная обработка гидрохимических данных позволила провести расчеты величин выше-названных показателей, а также объемов растворенного в продуктивных пластах и вынесенного с попутными водами галита по всем добывающим скважинам. Полученные результаты расчетов легли в основу построения соответствующих схематических карт и графиков.

Одной из наиболее важных задач при анализе, контроле и регулировании разработки нефтяных залежей является выяснение направлений и скоростей перемещения пластовых флюидов. Наиболее качественно она может быть решена гидродинамическими методами, однако результатов таких исследований обычно оказывается явно недостаточно – на 2–3 порядка меньше, чем данных по плотностям нефтепромысловых вод и их химическому составу. Поэтому мы попытались решить данную задачу с гидрохимических позиций. Для этого был выбран подход, заключающийся в сопоставлении графиков изменения плотностей попутных вод с графиками объемов закачки

воды в нагнетательные скважины, которые могут оказывать непосредственное влияние на процесс вытеснения нефти к конкретным добывающим скважинам.

Известно, что по мере продвижения закачиваемых вод к забоям добывающих скважин происходит не только их смешение с пластовыми рассолами, но и интенсивное обогащение хлоридами натрия за счет рассоления продуктивного коллектора [8]. В связи с этим увеличение объемов закачки должно приводить к снижению плотности попутных вод, а снижение объемов закачки (увеличение продолжительности контакта закачиваемых вод с засоленными породами) или остановка нагнетательных скважин – к повышению. Кроме того, рост объемов закачиваемых вод приводит к увеличению скоростей их продвижения к забоям добывающих скважин и росту обводненности этими водами. Возможность решения рассматриваемой задачи с помощью изложенного подхода, в том числе на примере скважин Золотухинского и Северо-Домановичского месторождений, была продемонстрирована ранее [1; 9; 12].

### АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПО СВЕДЕНИЯМ О ПЛОТНОСТЯХ И ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ ПЛАСТОВЫХ, ЗАКАЧИВАЕМЫХ И ПОПУТНЫХ ВОД

Ограниченный объем статьи не позволяет рассмотреть установленные нами особенности изменения основных показателей химического состава попутно добываемых вод, отражающих характер вытеснения нефти из продуктивных пластов по всем скважинам, эксплуатировавшим залежь воронежского горизонта. Поэтому ниже мы кратко остановимся на характерных примерах, наиболее наглядно демонстрирующих возможности гидрохимических методов при решении ряда промысловых задач в пределах восточного участка залежи, для поддержания пластового давления которого использовались пресные и маломинерализованные воды. Для изучения особенностей влияния нагнетательных скважин на состав добываемых с нефтью вод нами широко использовались такие показатели, как плотность попутных вод, коэффициент долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых водах ( $X$ ) и величина избыточных концентраций в них хлоридов натрия ( $NaCl_{изб.}$ )

Разработка восточной части воронежской залежи нефти начата в 2000 г. вводом в эксплуатацию

скв. 64. Скважина вела добычу практически безводной продукции. Имеющиеся по ней сведения о плотностях попутных вод на безводном этапе эксплуатации отражают их техногенную природу. В сентябре 2003 г. скв. 64 переведена под закачку пресной и слабоминерализованной воды [2].

Скв. 56 введена в эксплуатацию воронежского горизонта в феврале 2002 г. в юго-восточной части залежи, но, проработав 7 месяцев, переведена в бездействие в связи со снижением динамического уровня. В 2006 г. скважина была введена из контрольного фонда. Анализ сведений об изменении плотности попутных вод в процессе дальнейшей эксплуатации скважины и сопоставление отмеченных изменений с объемами закачки пресной и слабоминерализованной воды в скв. 64 и 119 позволяют утверждать, что обводнение скважины связано с влиянием названных нагнетательных скважин (рис. 1).

На графике изменения плотностей попутных вод в процессе эксплуатации скважиной воронежского горизонта автором выделено 5 этапов. Снижение плотности попутных вод связано с ростом объемов закачки слабоминерализованных вод в скв. 64 (этап I), а стабилизация рассматриваемого показателя вызвана большими объемами закачки в скв. 64 и 119 (этап II). Увеличение плотности попутных вод объясняется снижением интенсивности закачки в названные скважины (этап III). Период циклической закачки вод в скв. 64 (этап IV) характеризуется плавным снижением плотности попутных вод, а прекращение закачки в эту скважину – ростом значений рассматриваемого показателя (этап V). Химический состав попутных вод этапа II по скважине охарактеризован тремя представительными результатами химического анализа, обработка которых по программе Галит-1 позволяет говорить об их однообразии. Так, рассчитанные величины коэффициента долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых водах колеблются в очень узких пределах ( $X = 0,840-0,841$ ). Изменения в содержании избыточного количества хлорида натрия также невелики (58,7–78,8 г/л). В последние два года отмечено резкое повышение плотности попутных вод, вызванное увеличением в их составе доли пластовых рассолов ( $X = 0,670$ ) и избыточных концентраций хлоридов натрия до 109,4 г/л (табл. 1). Все это может указывать на увеличение охвата продуктивных пластов вытеснением и подключение к работе непромытых от галита фильтрационных каналов.

Рассчитанные по характерным точкам изменения плотности попутных вод скв. 56 и объемов за-

качки в нагнетательную скв. 64 скорости движения флюидов оцениваются в 0,56–0,90 м/сут (табл. 2).

В 2002 г. переведена на воронежский горизонт скв. 110, обводнение которой очевидно произошло под влиянием закачки в скв. 64 пресных и слабоминерализованных вод. Характерная для этого времени плотность попутной воды данной скважины составляет 1,02–1,03 г/см<sup>3</sup>, что соответствует общей минерализации около 30–45 г/л. Сведения о химическом составе этих вод отсутствуют.

В июне 2004 г. в связи с обводнением с семи-лукского на воронежский горизонт переведена скв. 9005. В течение всего периода эксплуатации плотность попутно добываемых ею вод существенно менялась. Изменение плотности попутных вод данной скважины хорошо коррелируется с объемами закачки вод в нагнетательные скв. 64 и 119. Так, рост объемов закачиваемых вод в скв. 64 приводит к снижению плотности попутных вод скв. 9005 с 1,18 до 1,06 г/см<sup>3</sup> (этап I на рис. 2). Последовавшая за этим стабилизация рассматри-

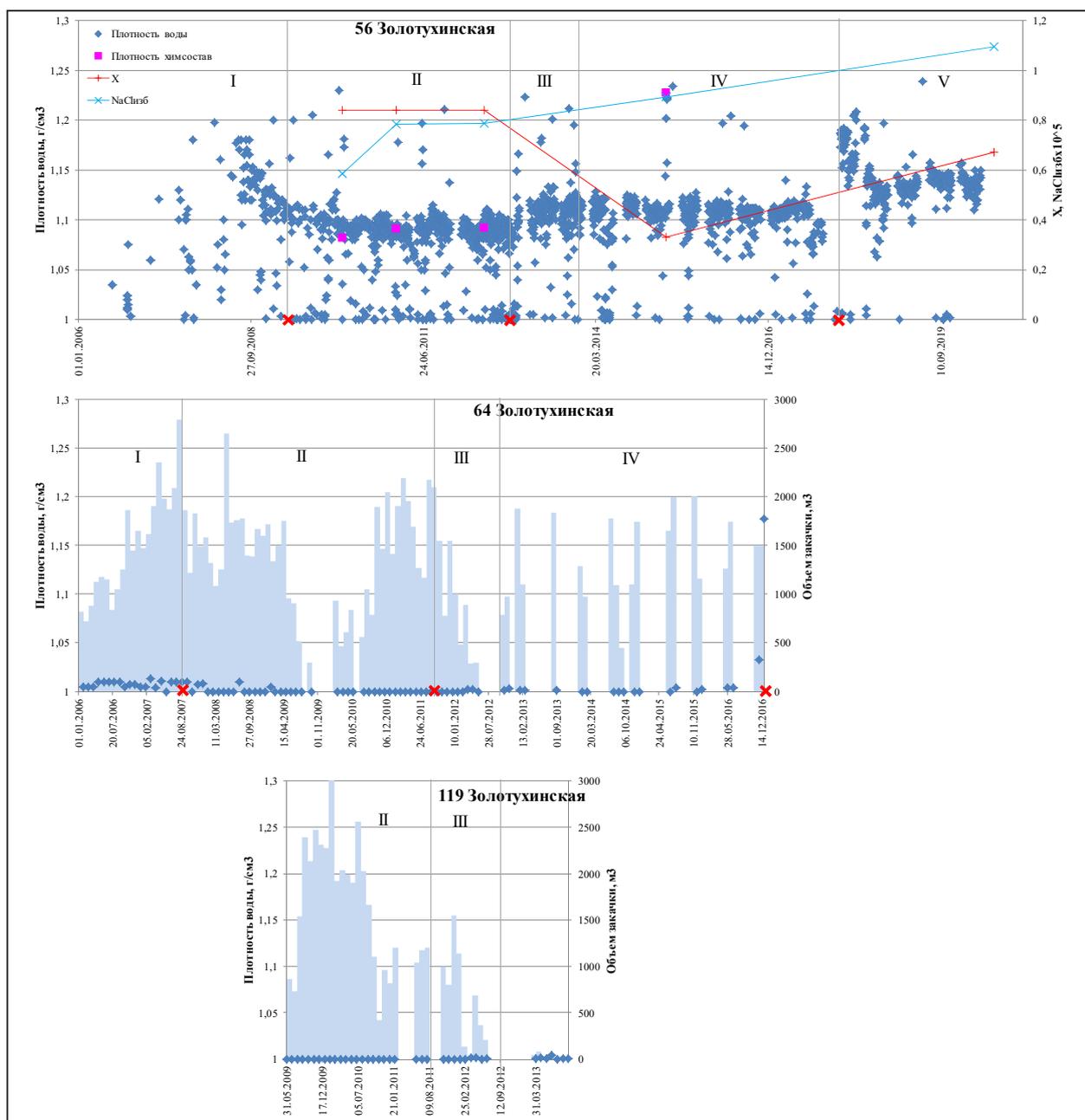


Рисунок 1 – Сопоставление плотностей попутных рассолов, долевого содержания в них закачиваемых вод и избыточных концентраций хлорида натрия скважины 56 с объемами закачки в скважины 64 и 119 Золотухинского месторождения

**Таблица 1** – Результаты расчета гидрохимических показателей (Х, NaCl<sub>изб.</sub>) для воронежской залежи нефти Золотухинского месторождения

Скважина	Дата отбора пробы	Галит-1	
		Х	NaCl <sub>изб.</sub> , мг/л
26	03.10.1996	0,633	114009
	16.02.1998	0,36	53005
	02.03.1998	0,054	17199
<b>26 Итого</b>		<b>0,349</b>	<b>61404</b>
52	05.02.1987	0,397	64783
<b>52 Итого</b>		<b>0,397</b>	<b>64783</b>
56	11.03.2010	0,84	58662
	17.01.2011	0,84	78268
	12.06.2012	0,841	78796
	17.07.2020	0,67	109363
<b>56 Итого</b>		<b>0,798</b>	<b>81272</b>
58	12.01.2005	0,769	53884
	26.04.2006	0,551	19108
	23.01.2008	0,395	-11829
	18.06.2009	0,368	-17169
	26.03.2010	0,276	41566
	13.01.2011	0,475	40295
	11.05.2012	0,358	46536
	30.10.2012	0,543	57332
	30.04.2015	0,532	45774
	11.04.2018	0,6	75857
	25.05.2018	0,54	36189
	08.05.2020	0,392	43737
	15.07.2020	0,295	44678
<b>58 Итого</b>		<b>0,469</b>	<b>36612</b>
73	20.01.2008	0,932	16204
	11.03.2010	0,993	6575
	12.07.2010	0,897	34413
	23.09.2010	0,876	24747
	11.01.2011	0,935	38732
	16.11.2012	0,928	40641
	18.05.2015	0,826	59262
<b>73 Итого</b>		<b>0,912</b>	<b>31511</b>
74	24.04.2006	0,948	30232
	02.11.2006	0,96	14409
	30.01.2007	0,957	31007
<b>74 Итого</b>		<b>0,955</b>	<b>25216</b>
76	22.05.2006	0,606	39965
	23.05.2006	0,606	47559
	15.11.2006	0,782	63930
	15.01.2007	0,713	54572
	23.01.2008	0,809	30670
	04.01.2010	0,792	92611
	17.11.2010	0,884	74726
<b>76 Итого</b>		<b>0,742</b>	<b>57719</b>
80	14.01.1997	0,638	73010
	02.12.1998	0,135	17719

Скважина	Дата отбора пробы	Галит-1	
		Х	NaCl <sub>изб.</sub> , мг/л
	19.11.2002	0,574	-2889
<b>80 Итого</b>		<b>0,496</b>	<b>40212</b>
81	24.02.2004	0,762	53786
<b>81 Итого</b>		<b>0,762</b>	<b>53786</b>
83	25.02.2002	0,85	117013
	26.02.2002	1,165	52323
<b>83 Итого</b>		<b>1,008</b>	<b>84668</b>
84	21.01.2002	0,817	50755
	26.02.2002	0,98	20029
<b>84 Итого</b>		<b>0,898</b>	<b>35392</b>
91	10.11.1998	0,595	46428
	10.05.1999	0,757	28122
	25.02.2002	0,603	70827
<b>91 Итого</b>		<b>0,652</b>	<b>48459</b>
111	23.09.2010	0,887	95784
	13.02.2012	0,877	107602
	01.05.2015	0,855	120584
<b>111 Итого</b>		<b>0,876</b>	<b>104938</b>
115	08.07.2007	0,959	8557
	20.01.2008	0,947	9681
	11.07.2012	1,077	12570
	25.05.2015	0,538	45104
<b>115 Итого</b>		<b>0,88</b>	<b>18978</b>
116	07.05.2009	0,969	12449
	10.08.2010	0,955	7329
	07.09.2011	0,881	87480
	16.08.2013	0,858	106275
	11.05.2015	0,758	103620
	15.10.2018	0,751	164437
<b>116 Итого</b>		<b>0,862</b>	<b>80265</b>
9005	22.01.2008	0,867	40347
	06.08.2008	0,925	61944
	05.09.2008	0,893	48137
	08.10.2009	0,956	48223
	17.01.2011	0,942	21270
	16.05.2012	0,837	59048
	31.07.2013	0,865	70262
	12.05.2015	0,766	64818
	20.07.2020	0,476	78783
<b>9005 Итого</b>		<b>0,836</b>	<b>54759</b>
20s2	05.09.2017	0,389	49612
<b>20s2 Итого</b>		<b>0,389</b>	<b>49612</b>
74s2	26.07.2010	0,855	147951
	05.10.2010	0,87	113617
	11.01.2011	0,875	85872
<b>74s2 Итого</b>		<b>0,867</b>	<b>115813</b>

**Таблица 2** – Результаты оценки скоростей фильтрационных потоков от нагнетательных скважин к добывающим для воронежской залежи Золотухинского месторождения

Скважина добывающая	Этап	Скважина нагнетательная	Время продвижения воды, сут	Расстояние между скважинами, м	Скорость продвижения воды, м/сут
54	2	77	58	700	12,07
	3	77	50	700	14
	4	77	46	700	15,22
56	2	64	592	333	0,56
	3	64	369	333	0,9
	5	64	420	333	0,79
58	1	52	102	1330	13,04
	2	52	84	1330	15,83
	3	52	117	1330	11,37
73	2	64	185	710	3,84
	3	64	145	710	4,9
	5	64	613	710	1,16
74п2	2	64	81	348	4,3
83	1	77	125	490	3,92
	2	77	66	490	7,42
111	2	119	362	870	2,4
	3	119	312	870	2,79
	4	119	307	870	2,83
	5	64	186	551	2,96
116	2	119	207	1043	5,04
	3	119	182	1043	5,73
	4	64	384	401	1,04
9005	2	64	178	1028	5,78
	3	119	155	395	2,55
	4	119	101	395	3,91
	7	64	492	1028	2,09

ваемого показателя на последнем значении связана с относительно постоянными и достаточно высокими объемами закачки воды в ту же скв. 64 (этап II). Ввод под нагнетание скв. 119 с большими объемами закачки пресных вод приводит к еще более заметному (до 1,01–1,03 г/см<sup>3</sup>) снижению плотности попутных вод (этап III), а снижение интенсивности нагнетания в эту скважину – к росту данного показателя до значений около 1,09 г/см<sup>3</sup> (этап IV). Дальнейшая стабилизация плотности попутных вод, очевидно, связана с возросшими объемами закачки воды в скв. 64 (этап V). С переходом на технологию периодической эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин плотность попутных вод начинает возрастать (этап VI) и достигает в апреле 2020 г. 1,16–1,18 г/см<sup>3</sup> (этап VII), что связывается с прекращением нагнетания в скв. 64.

Рассчитанные нами по результатам имеющих гидрохимических сведений значения коэффициента долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых (X) хорошо коррелируются с характером изменения их плотности (рис. 2). При этом установлено, что в моменты наиболее интенсивной закачки воды в скв. 64 и 119 величина рассматриваемого коэффициента увеличивается, а сокращение объемов закачки ведет к снижению данного показателя. С переходом на периодическую эксплуатацию скважин отмечается постоянное повышение плотности попутных вод, существенно возрастает влияние пластовых рассолов, а величина коэффициента X соответственно снижается до 0,766 в 2015 г. и до 0,476 в июле 2020 г. (см. табл. 1).

Количество избыточных концентраций хлорида натрия в попутных водах колеблется в пределах 21,3–78,7 г/л. Рассматриваемая величина в значительной мере зависит от значений коэффициента долевого участия закачиваемых вод (см. рис. 2), так как увеличение доли закачиваемой воды обычно указывает на ее прорыв к забоям добывающей скважины по хорошо промытым каналам. Усиление влияния пластовых вод свидетельствует об увеличении охвата пластов вытеснением.

Рассчитанные скорости фильтрационных потоков к скв. 9005 от скв. 64 на разных этапах составляют 2,09–5,78 м/сут, а от скв. 119 – 2,55–3,91 м/сут (см. табл. 2).

В 2006 г. с семилукского горизонта на воронежский переведены скв. 73, 76 и 115. Особенности изменения плотности попутных вод в скв. 73 также свидетельствуют о преобладающем влиянии на их состав пресных и слабоминерализованных вод, закачиваемых в различные периоды в нагнетательные скв. 64 и 119.

Характер изменения плотности попутных вод скв. 73 имеет значительное сходство с рассмотренной выше скв. 9005. При интерпретации этих данных автором также выделено несколько этапов с характерными особенностями их поведения, что объясняется усилением или снижением влияния названных выше нагнетательных скважин. При этом периоды существенного снижения плотности попутных вод по результатам обработки гидрохимических данных отличаются увеличением доли закачиваемой воды в попутно добываемой (X = 0,928–0,932). Снижение степени влияния нагнетательных скважин приводит к росту доли пластовых рассолов в попутных водах до 10–17% (рис. 3). Величина концентрации избыточного хлорида натрия в попутных водах, как правило, растет

(от 16,2 до 59,3 г/см<sup>3</sup>) с увеличением их плотности. Очевидно, что плотность попутных вод повышается не только (и даже не столько) за счет увеличения в них доли пластовых рассолов, сколько за счет растворения находящегося в продуктивных пластах галита. Рост концентраций NaCl<sub>изб.</sub> в попутных водах в таком случае свидетельствует о подключении к работе каналов с более низкими ФЭС, которые в меньшей степени промыты от включений данного минерала. Оцененные по гидрохимическим материалам скорости фильтрационных потоков от скв. 64 на различных этапах эксплуатации скв. 73 составляют 1,16–4,90 м/сут (см. табл. 2).

Продукция переведенной с семилукского на воронежский горизонт скв. 76 характеризуется наличием вод различной плотности (1,00–1,24 г/см<sup>3</sup>). Хаотическое расположение точек на графике изменения данного показателя в процессе эксплуатации скважины указывает на значительную долю в них техногенной составляющей (преимущественно за счет технологических обработок пресной и горячей водой).

Однако интерпретация имеющихся по скважине гидрохимических данных (7 анализов) позволяет констатировать, что скважина обводняется высокоминерализованными рассолами, представ-

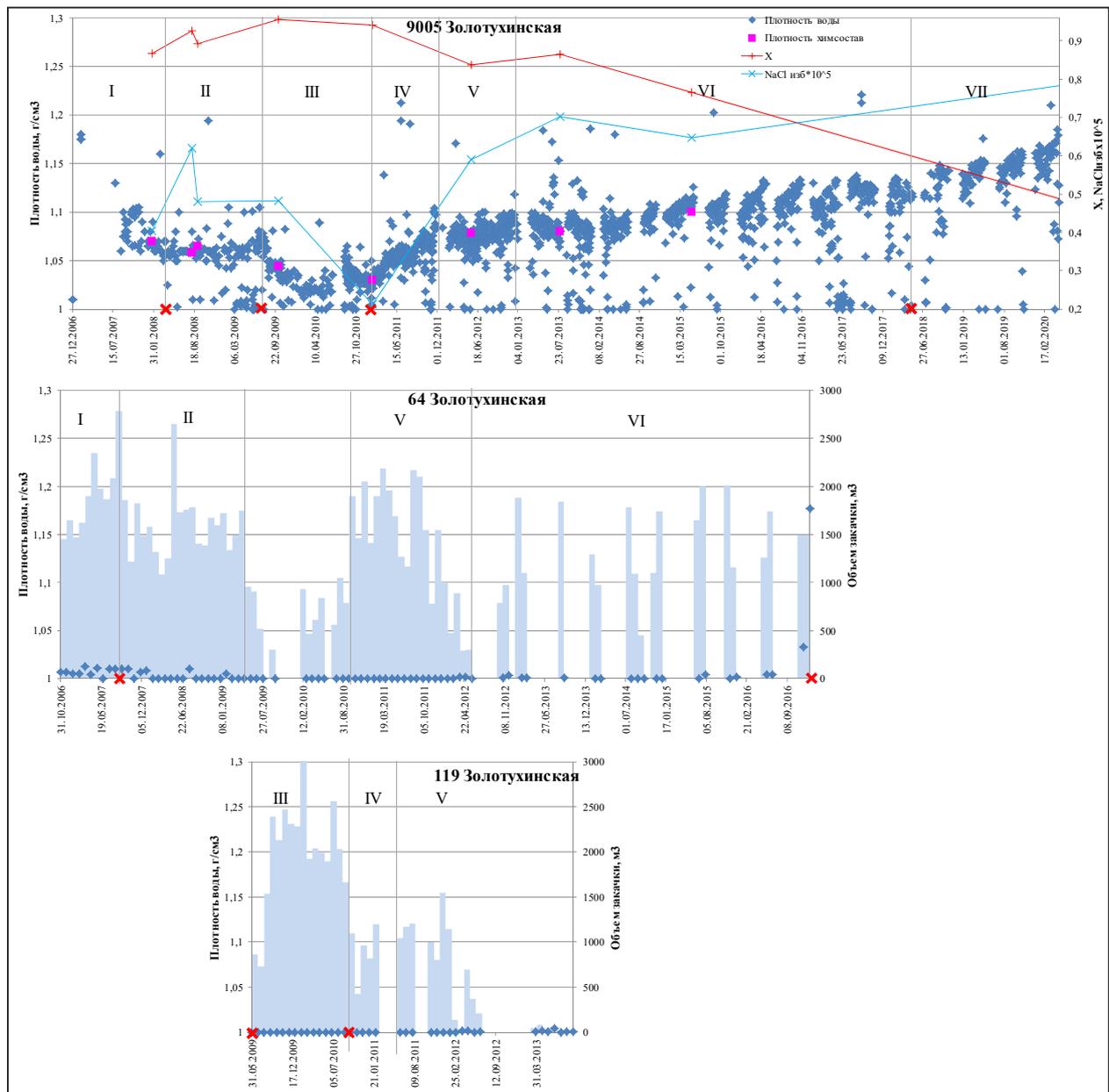


Рисунок 2 – Сопоставление плотностей попутных рассолов, долевого содержания в них закачиваемых вод и избыточных концентраций хлорида натрия скважины 9005 с объемами закачки в скважины 64 и 119 Золотухинского месторождения

ляющими собой смесь пластовых и закачиваемых вод ( $X = 0,343-0,502$ ), обогащенную большим количеством растворенного галита ( $95,1-135,2$  г/л). По своим характеристикам эти воды схожи с попутными водами, обводняющими скважины западного и центрального участка воронежской залежи (см. табл. 1).

Введенная в том же 2006 г. в эксплуатацию добывающая скв. 115 обводнилась водами небольшой минерализации ( $30-60$  г/л). Они практически полностью представляют собой закачиваемые в скв. 64 ( $X = 0,947-0,959$ ) воды, обогащенные небольшим количеством ( $8,6-9,7$  г/л) хлорида натрия

(см. табл. 1). Последнее говорит о продвижении к скважине флюидов по промытым фильтрационным каналам. В результате полного обводнения скважина была переведена на вышележащий интервал. После этого она почти до середины 2012 г. добывала безводную нефть. Обводнение верхнего интервала происходит рассолами достаточно высокой плотности ( $1,18-1,22$  г/см<sup>3</sup>), которые резко отличаются по составу от ранее обводнявших эту скважину маломинерализованных вод. Ограниченные данные по химическому анализу этих рассолов в предыдущие годы и их полное отсутствие за последние 5 лет не дают уверенного пред-

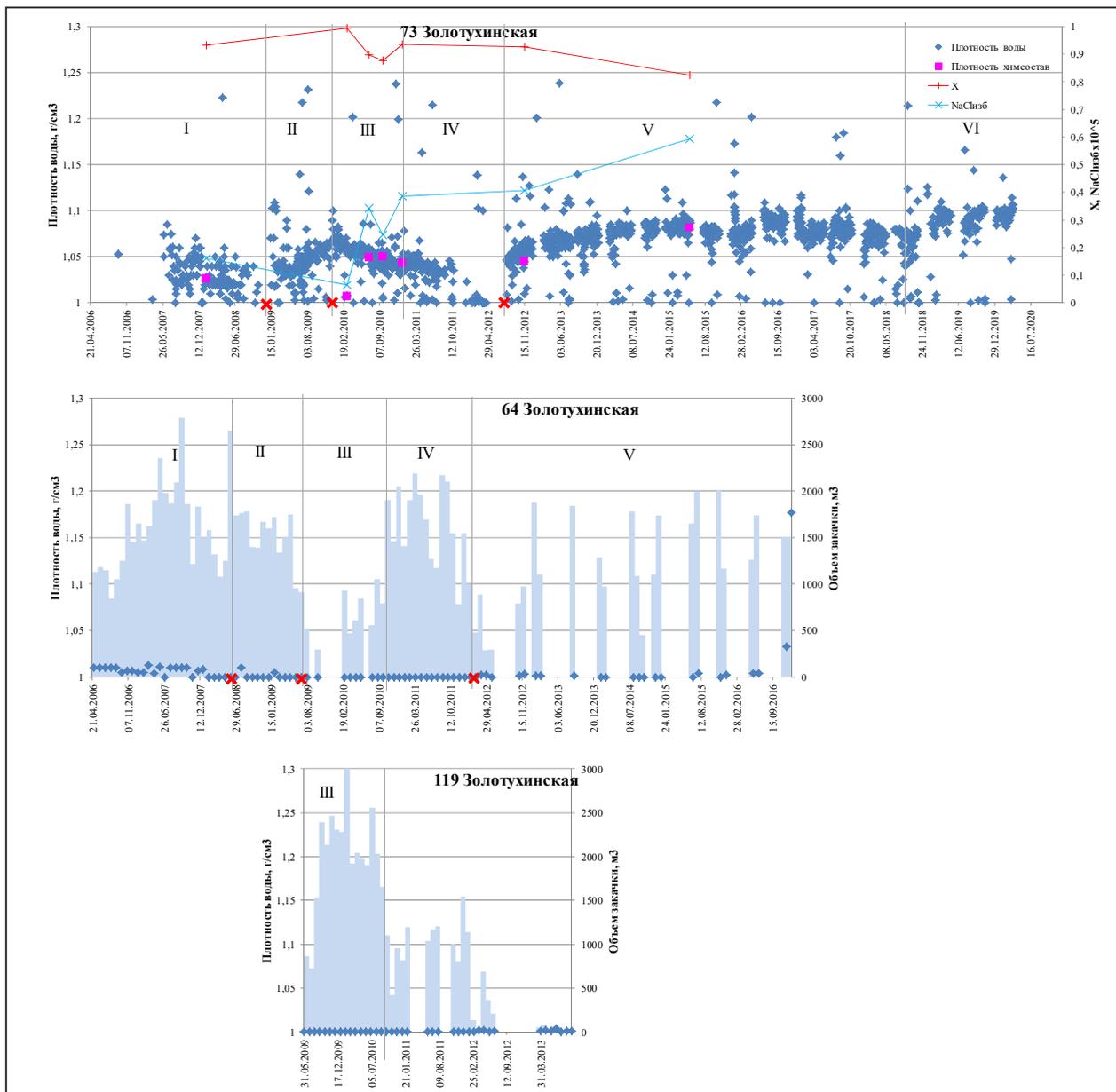


Рисунок 3 – Сопоставление плотностей попутных рассолов, долевого содержания в них закачиваемых вод и избыточных концентраций хлорида натрия скважины 73 с объемами закачки в скважины 64 и 119 Золотухинского месторождения

ставления об источниках их поступления к забору скважины. Проведенные гидрохимические расчеты по наиболее представительному из двух имеющихся анализов воды, свидетельствуют, что доля закачиваемых вод в них относительно невелика ( $X = 0,305$ ). По менее представительному анализу в этих водах, возможно, преобладают закачиваемые воды в скв. 76 ( $X = 0,611$ ). Величина избыточной концентрации хлорида натрия в водах этих проб оценивается в 94,2 г/л. Таким образом, по имеющимся материалам невозможно однозначно установить откуда появляется пластовая вода в скв. 115 – со стороны ВНК либо от нагнетательной скв. 76, в которую закачивается ранее добытая попутная вода, содержащая в своем составе существенную долю пластовых рассолов.

В 2009 г. переведены с семилукской залежи на воронежскую скв. 111 и 116, а в мае этого же года, как уже отмечалось, введена под закачку пресной воды на воронежский и семилукский горизонты скв. 119.

В процессе эксплуатации названные скважины, как и выше рассмотренные скв. 56, 73, 110, 115 и 9005, обводнялись преимущественно водой, закачиваемой в скв. 64 и 119. Характер изменения плотности попутных вод во время эксплуатации воронежского горизонта скв. 111 в большей степени напоминает таковой по скв. 73, а скв. 116 в значительной мере коррелируется с таковым по скв. 9005.

Начало обводнения скв. 111 характеризуется плотностью попутных вод 1,11–1,13 г/см<sup>3</sup>, после чего прослеживается снижение данного показателя до значений 1,08–1,09 г/см<sup>3</sup>. Отмеченная особенность связывается с резким ростом объемов закачки пресной воды в скв. 119. Последовавший за этим рост плотности попутных вод, как нам представляется, связан со снижением объемов закачки воды в эту нагнетательную скважину. Результаты обработки имеющихся сведений указывают на то, что скважина обводняется преимущественно закачиваемыми водами ( $X = 0,86–0,89$ ), растворившими достаточно большое (95,9–120,6 г/л) количество галита (см. табл. 1). Рассчитанные по характерным точкам скорости фильтрационных потоков к скв. 111 от скв. 64 составляют 2,96 м/сут, а от скв. 119 – 2,40–2,83 м/сут (см. табл. 2).

В процессе эксплуатации скв. 116 обводнялась попутной водой различной плотности. При этом можно четко выделить различные этапы ее характерного поведения. На этапе I плотность попутной воды сначала составляла 1,02–1,04 г/см<sup>3</sup> (влияние закачки в скв. 64), а потом снизилась до 1,01 г/см<sup>3</sup>

(влияние скв. 119). Этот этап характеризуется поступлением к скважине практически чисто закачиваемой воды ( $X = 0,955–0,969$ ) с небольшой концентрацией избыточного NaCl (7,3–12,4 г/л), что указывает на прорыв этих вод по хорошо промытым фильтрационным каналам. Этап II характеризуется резким ростом плотности попутных вод, что связано со снижением объемов закачки пресных вод в скв. 119 (рис. 4). На этом этапе эксплуатации скважины доля закачиваемой воды в попутно добываемых водах снижается до 88%, а количество избыточного хлорида натрия возрастает до 87,5 г/л.

Снижение плотности попутных вод (этап III) очевидно связано в основном с ростом объемов закачки воды в скв. 64, а некоторая стабилизация плотности вод (этап IV) – с сокращением этих объемов и переходом скважины на периодический режим работы. При этом доля пластовых рассолов в попутно добываемых водах возрастает незначительно (12%), а отмечаемый рост плотности связан преимущественно с активизацией процесса растворения находящегося в продуктивных пластах катагенетического галита ( $\text{NaCl}_{\text{изб.}} = 87,5$  г/л). Переходный период между этапами IV и V, отличающийся резким ростом плотности попутных вод, характеризуется заметным увеличением доли пластового рассола в попутной воде до 24% и такими же высокими концентрациями избыточного хлорида натрия (см. табл. 1). Этап V отличается от предыдущих поступлением попутных вод повышенной плотности. При этом доля пластовых рассолов остается примерно такой же, как и на переходном периоде, а плотность попутных вод растет в основном за счет растворения ими большого количества галитовых включений ( $\text{NaCl}_{\text{изб.}} = 164,4$  г/л). Отмеченные особенности, по нашему мнению, могут указывать на подсоединение к работе новых, еще недостаточно промытых от галита фильтрационных каналов, обладающих более низкими фильтрационно-емкостными свойствами. По гидрохимическим данным, скорость фильтрационных потоков от скв. 64 к скв. 116 оценивается в 1,04 м/сут, а от скв. 119 – 5,04–5,73 м/сут (см. табл. 2).

В августе 2010 г. введена в добычу скв. 74s2, обводненность которой составила 97%. Плотность воды в процессе ее эксплуатации снижалась с 1,14 до 1,08 г/см<sup>3</sup>, а с середины 2011 г. стала медленно повышаться. Эти данные указывают на то, что скважина обводнялась в основном водой, закачиваемой в нагнетательную скв. 64. Скорость фильтрационных потоков при этом оценена в 4,3 м/сут. С июля 2011 г. скв. 74s2 не эксплуатируется.

В 2017 г. введена в эксплуатацию воронежского горизонта скв. 20s2 с дебитом жидкости в районе 13–14 м<sup>3</sup>/сут. В августе 2017 г. дебит жидкости составил 13,1 т/сут, обводненность 69% (плотность воды 1,159 г/см<sup>3</sup>). Однако после проведения технических работ в скважине, выполненных в сентябре 2017 г., среднемесячная обводненность по скважине составила 96% [2]. Плотность попутно добываемых рассолов составила 1,15–1,18 г/см<sup>3</sup> и увеличилась во второй половине 2018 г. до

1,18–1,20 г/см<sup>3</sup>. Согласно химическому анализу, вода, отобранная из скважины 05.09.2017 г. по минерализации и содержанию основных компонентов химического состава, представляет собой смесь пластовых рассолов и закачанной ранее в скв. 64 и 119 воды (X = 0,388), обогащенную значительным количеством (49,6 г/л) хлорида натрия. В связи с высокой обводненностью добываемой продукции с ноября 2018 г. скважина не эксплуатируется.

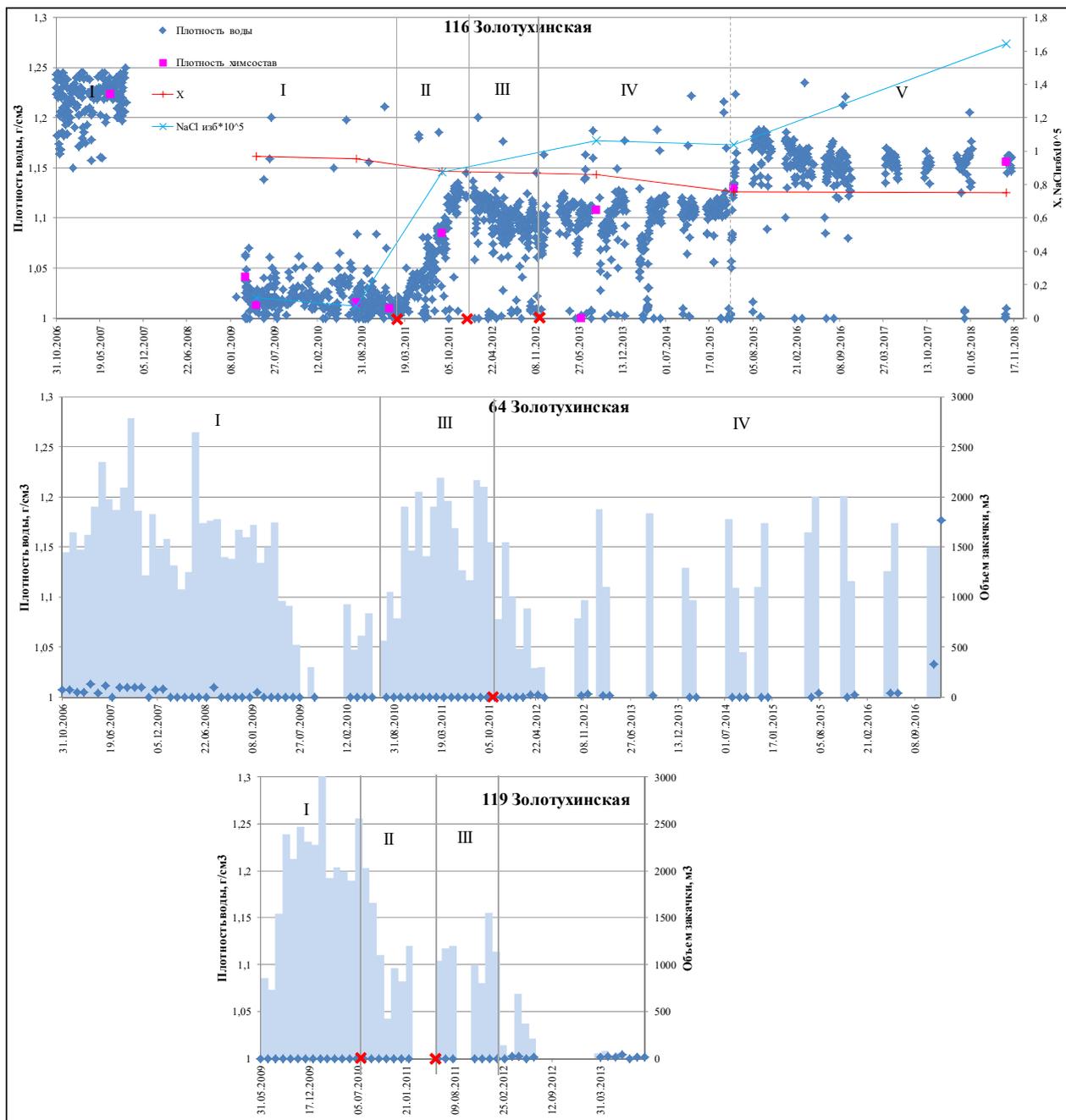


Рисунок 4 – Сопоставление плотностей попутных вод, долевого содержания в них закачиваемых вод и избыточных концентраций хлорида натрия скважины 116 с объемами закачки в скважины 64 и 119 Золотухинского месторождения

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА И КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ ПО ГИДРОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Выше мы рассмотрели особенности изменения основных гидрохимических показателей в процессе эксплуатации добывающих скважин, характерные для восточной части воронежской залежи нефти Золотухинского месторождения, представляющие несомненный интерес для проведения полноценного анализа флюидодинамических процессов, происходивших в районе действия этих скважин. Для изучения особенностей влияния нагнетательных скважин на состав добываемых с нефтью вод всех добывающих скважин данной залежи автором широко использовались такие показатели, как плотность попутных вод, коэффициент долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых водах ( $X$ ) и величина избыточных концентраций в них хлоридов натрия ( $\text{NaCl}_{\text{изб.}}$ ). В целях установления общих закономерностей изменения гидрохимических параметров, отражающих историю разработки воронежской зале-

жи нефти, на основании проведенных расчетов (см. табл. 1, 3) были построены схематические карты усредненных значений этих показателей в целом за весь период разработки рассматриваемого объекта (рис. 5).

Приводимые карты, характеризующие особенности изменения осредненных величин рассматриваемых показателей по площади залежи, позволили установить, что в большинстве случаев попутные воды в скважинах, эксплуатировавших западную часть и юго-западный примыкающий к экранирующему разлому участок центральной части воронежского объекта разработки, представлены смесью пластовых и закачиваемых вод. Эти воды характеризуются высокой плотностью, сформированной преимущественно в результате смешения закачиваемых вод с пластовыми рассолами и, в меньшей степени, в результате обогащения хлоридом натрия за счет растворения катагенетического галита продуктивных пластов (см. рис. 5–7). Совершенно иная картина характерна для восточной части рассматриваемой залежи.

**Таблица 3** – Результаты расчета объемов растворенного в продуктивных пластах и вынесенных попутными водами галита для воронежской залежи нефти Золотухинского месторождения

Скважина	Этап	Интервал времени, месяц, год	$Q_{\text{поп.в.}}$ , тыс.м <sup>3</sup>	$Q_{\text{тех.обр.}}$ , тыс.м <sup>3</sup>	$Q_{\text{поп.в.}} - Q_{\text{тех.обр.}}$ , тыс.м <sup>3</sup>	$\text{NaCl}_{\text{изб.}}$ , мг/л	$m\text{NaCl}$ , т	$V\text{NaCl}$ , м <sup>3</sup>
56		02.02–н. в.	19,163	2,809	16,354	81272	1329	618
58		07.01–н. в.	33,555	5,754	27,801	36612	1018	473
73		09.06–н. в.	22,416	2,198	20,218	31511	637	296
74		01.03–01.10	3,259	0,160	3,099	25216	78	36
76		04.06–12.11	4,991	4,063	0,928	57719	54	25
80		06.94–07.03	7,737		7,737	40212	311	145
83		07.97–03.02	10,338		10,338	84668	875	407
84		03.96–07.01	9,013		9,013	35392	319	148
91		04.93–06.03	35,071		35,071	48459	1700	790
111		01.09–н. в.	17,404	1,331	16,073	104938	1687	784
115	Этап 1	07.06–02.09	3,777	0,529	3,247	9119	30	14
115	Этап 2	03.09–н. в.	7,511	1,960	5,551	28837	160	74
<b>115 Итого</b>			<b>11,288</b>	<b>2,489</b>	<b>8,798</b>	<b>22</b>	<b>190</b>	<b>88</b>
116	Этап 1	03.09–06.11	5,212	0,810	4,401	9889	44	20
116	Этап 2	07.11–06.15	4,617	0,850	3,767	99125	373	174
116	Этап 3	07.15–05.18	2,592	0,192	2,400	164437	395	184
<b>116 Итого</b>			<b>12,421</b>	<b>1,853</b>	<b>10,568</b>	<b>77</b>	<b>812</b>	<b>377</b>
9005	Этап 1	03.09–02.11	5,650	0,673	4,977	43984	219	102
9005	Этап 2	03.11–н. в.	15,253	1,490	13,763	68228	939	437
<b>9005 Итого</b>			<b>20,903</b>	<b>2,163</b>	<b>18,740</b>	<b>62</b>	<b>1158</b>	<b>539</b>
74s2		07.10–02.12	2,795	0,165	2,631	115813	305	142
<b>Итого</b>			<b>210,355</b>	<b>22,986</b>	<b>187,370</b>	<b>56</b>	<b>10471</b>	<b>4870</b>

*Примечания:*  $Q_{\text{поп.в.}}$  – объем попутно добытых вод;  $Q_{\text{тех.обр.}}$  – объем подливаемых в скважину пресных технологических вод;  $\text{NaCl}_{\text{изб.}}$  – избыточное количество хлорида натрия в попутных водах, появившееся в процессе рассоления пород;  $m\text{NaCl}$  и  $V\text{NaCl}$  – соответственно масса и объем вынесенного с попутными водами хлорида натрия.

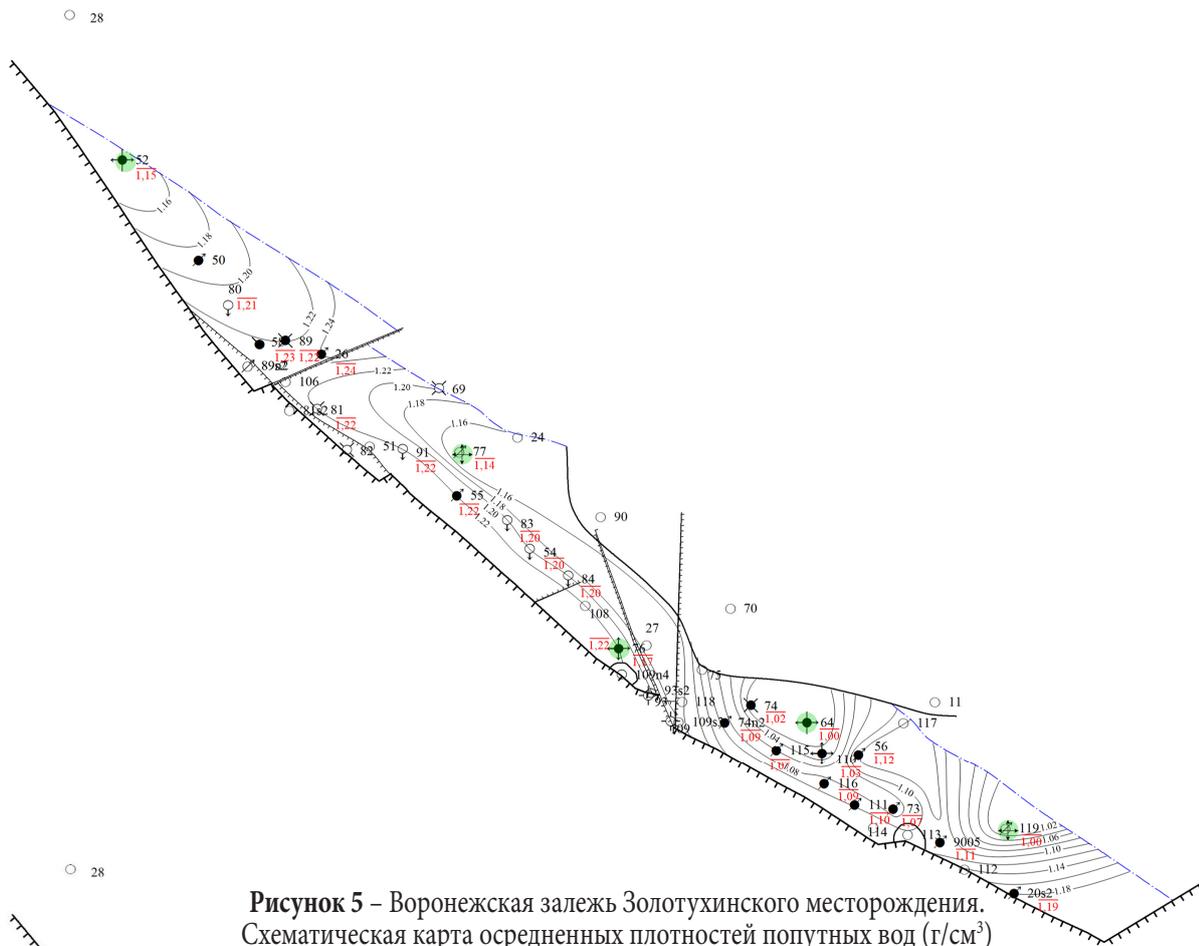


Рисунок 5 – Воронежская залежь Золотухинского месторождения. Схематическая карта осредненных плотностей попутных вод (г/см<sup>3</sup>)

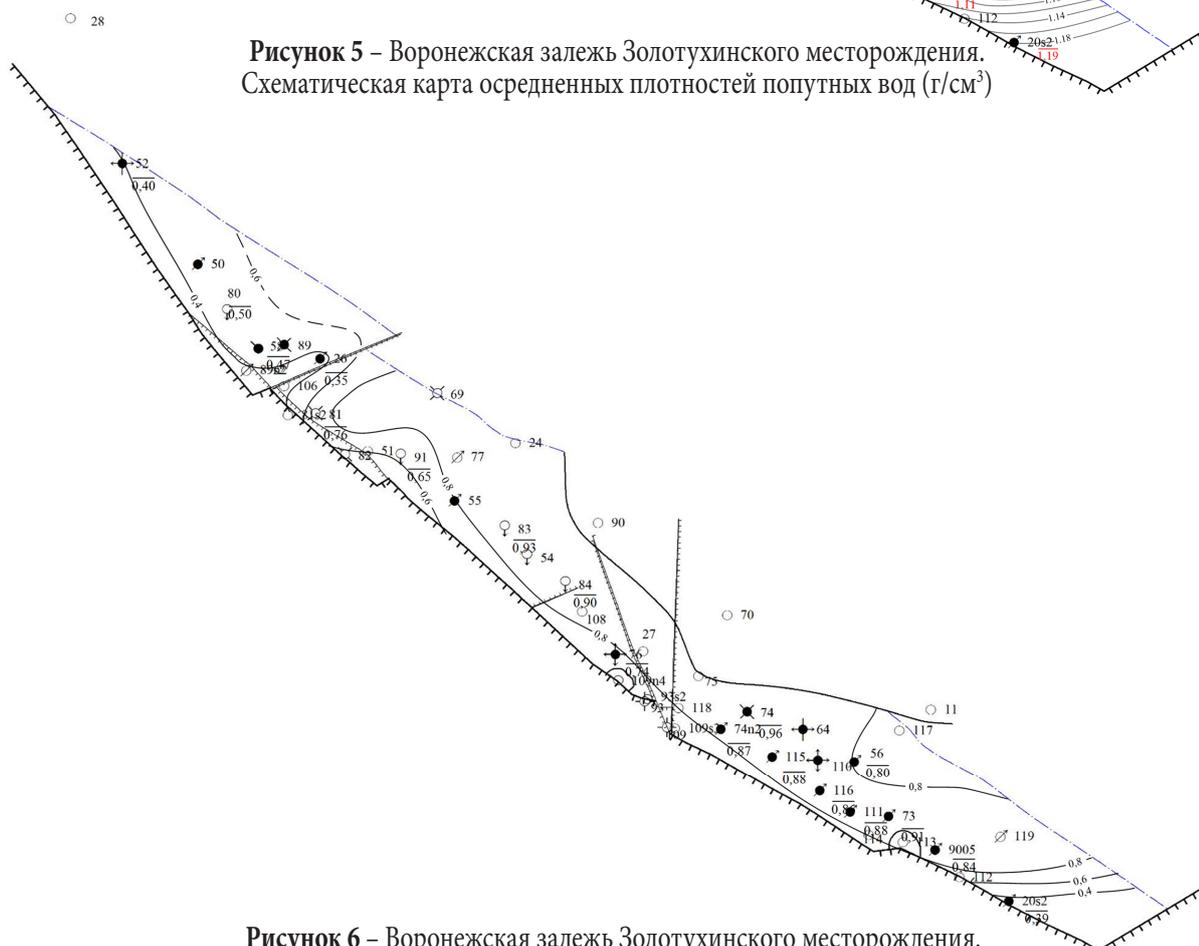
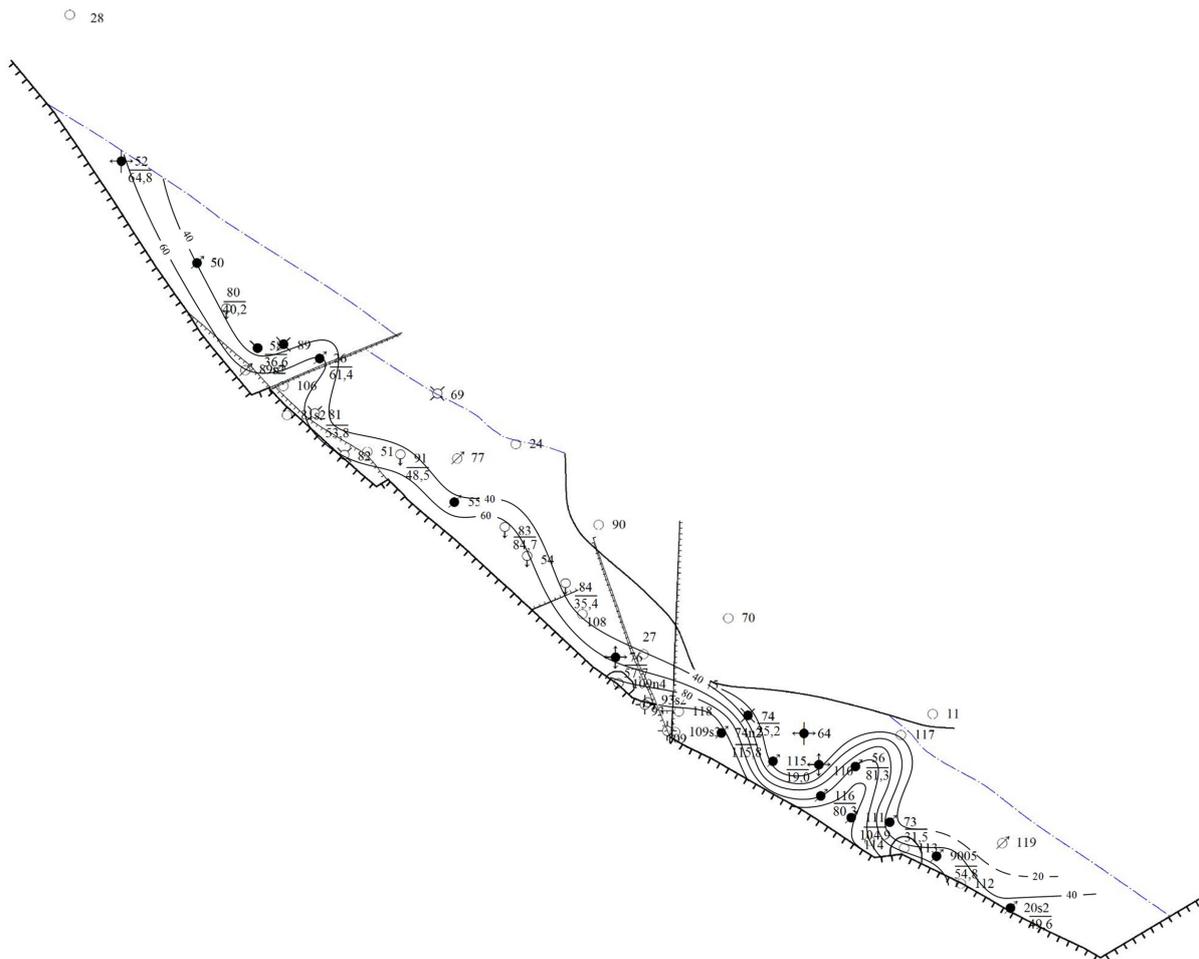


Рисунок 6 – Воронежская залежь Золотухинского месторождения. Схематическая карта долевого участия пластовых рассолов в попутно добываемых водах



**Рисунок 7** – Воронежская залежь Золотухинского месторождения. Схематическая карта избыточных концентраций NaCl (г/л) в попутных водах

Здесь, как мы уже видели, скважины обводняются в основном закачиваемыми водами. Высокие общая минерализация и плотность попутных вод практически полностью здесь связаны с обогащением хлоридами натрия за счет растворения закачанными водами большого количества галитовых включений. Таким образом, результаты проведенных гидрохимических исследований по воронежской залежи нефти Золотухинского месторождения свидетельствуют о принципиально разном характере ее эксплуатации в пределах западной центральной и восточной ее частях. Если западная часть и юго-западный участок центральной части залежи разрабатывались на смешанном режиме (упруговодонапорном и искусственно водонапорном), то для восточной части залежи характерен активный искусственно водонапорный режим. Этот вывод вытекает из результатов проведенных нами расчетов по программе Галит-1, методическому подходу Галит-1т, которые нашли отражение на построенной схематической карте распределения величины коэффициента долевого участия зака-

чиваемых вод в попутно добываемых водах воронежской залежи нефти (см. рис. 6). Для скважин западной и юго-запада центральной части залежи величина осредненных значений этого коэффициента колеблется от 0,35 до 0,76, что в целом указывает на наличие значительного количества пластовых рассолов в составе попутно добываемых вод (24–65%) и свидетельствует о достаточно активном влиянии на разработку залежи законтурной зоны (см. табл. 1, 2). Попутные воды восточной части залежи на протяжении всего времени разработки практически полностью были представлены закачиваемыми водами (80–96%) с небольшим содержанием пластового рассола. Только в попутной воде скв. 20s2, переведенной на воронежский горизонт в 2017 г. и находящейся на самом востоке залежи, вдалеке от нагнетательных скважин отмечается преобладание пластовых рассолов над закачанной ранее в эту часть залежи пресной водой ( $X = 0,39$ ).

Различие в режимах разработки названных выше частей залежи предполагает и отдельный

расчет для них показателей компенсации закачкой производимых отборов флюидов. Приводимые в авторских надзорах за реализацией проектного документа обобщенные цифры о компенсации отборов закачкой в целом по залежи [2] несколько затушевывает фактическую картину, складывающуюся с разработкой восточной и западной частей залежи. Именно этими, раздельными для двух выделяющихся участков показателями, как мы полагаем, следует оперировать при анализе разработки залежи, что в обязательном порядке должно учитываться при корректировке ее гидродинамической модели.

Результаты проведенных нами расчетов по оценке средних величин избыточных концентраций хлористого натрия в попутных водах ( $\text{NaCl}_{\text{изб.}}$ ), объемов растворенного в продуктивных пластах и вынесенного попутными водами катагенетического галита ( $V_{\text{NaCl}}$ ) приведены в табл. 3.

Общий объем растворенного и вынесенного с попутными водами галита по залежи оценивается в  $4870 \text{ м}^3$ .

Построенные по этим данным схематические карты (см. рис. 7, 8) свидетельствуют о том, что для западной и центральной частей воронежской залежи характерно равномерное увеличение рассматриваемых показателей по мере удаления от зоны нагнетания. Для восточной части залежи отмечается резкое колебание как избыточных концентраций хлорида натрия в попутных водах ( $25,2\text{--}115,8 \text{ г/л}$ ), так и объемов вынесенного ими галита – от  $21$  до  $618 \text{ м}^3$ .

Отмеченная особенность может свидетельствовать в пользу того, что вытеснение нефти к забоям добывающих скважин в западной части залежи происходило в целом более равномерно, чем в восточной, так как в процессе разработки здесь отмечалось постепенное улучшение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пород. Перемещение смешанных вод, вытеснявших нефть в этой части залежи, происходило с охватом непромытых и слабопромытых коллекторов. В восточной же части залежи основная доля закачиваемой воды прорывалась к скважинам по уже отмытым от галита

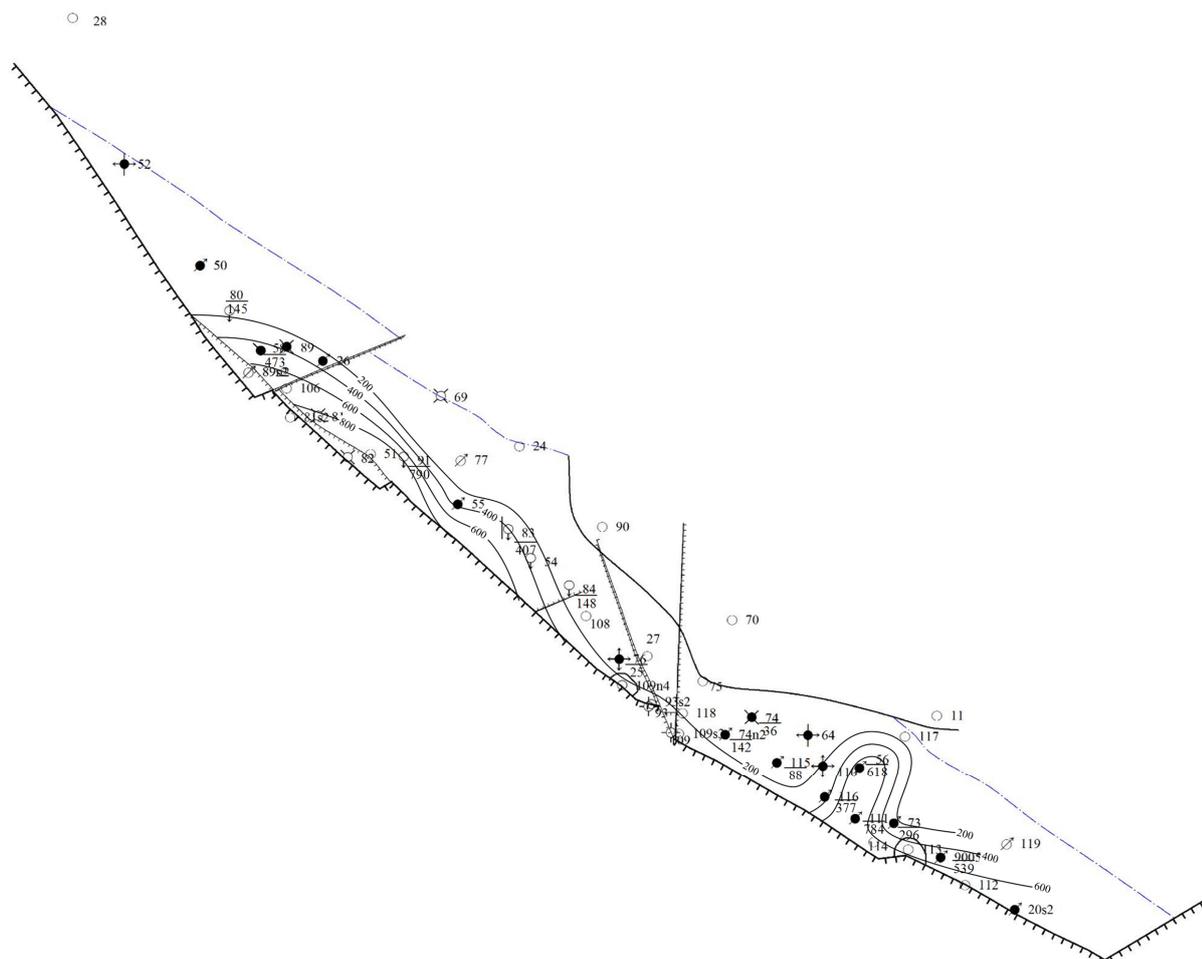


Рисунок 8 – Воронежская залежь Золотухинского месторождения. Схематическая карта объемов вынесенного попутными водами галита, ( $\text{м}^3$ )

высокоскоростным каналам, что не способствовало вытеснению нефти из коллекторов с более низкими фильтрационными свойствами.

С целью более полной выработки остаточных извлекаемых запасов за счет улучшения энергетического состояния залежи и предотвращения преждевременного прорыва нагнетаемой воды на восточном ее участке в 2012 г. был внедрен режим разработки путем периодического во времени отбора пластового флюида и закачки воды.

Следует отметить, что этот достаточно интересный период разработки восточной части воронежской залежи нефти с применением периодической эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин, как ни странно, оказался практически не охарактеризован данными по химическому составу попутных вод. И если еще до 2015 г. по ряду скважин имелись отрывочные сведения о составе этих вод, то последние 5 лет эксплуатации скважин были охарактеризованы лишь двумя результатами анализа их химического состава.

Анализ графиков изменения плотности попутных вод по скважинам восточной части воронежской залежи в рассматриваемый период свидетельствует о том, что в процессе периодической эксплуатации добывающих скважин плотность попутных вод, как правило, возрастает (см. рис. 1–4). Имеющиеся сведения о составе этих вод и результаты их обработки указывают на увеличение в их составе доли пластовых рассолов и росте избыточных концентраций хлорида натрия. Очевидно, в залежи происходит периодическое изменение направлений и скоростей фильтрационных потоков, подтягивание к добывающим скважинам повышенных объемов пластовых рассолов (возможно, также высокоминерализованных вод, закачиваемых в скв. 76, которая расположена в центральной части залежи) и подключение к работе непромытых от галита каналов, обладающих более низкими емкостными и фильтрационными свойствами. В пользу последнего положения могут свидетельствовать особенности изменения плотности попутных вод на каждом из микро-периодов возобновления добычи. Анализ этих данных указывает на то, что для большинства этих периодов характерно увеличение плотности попутных вод с начала эксплуатации до временного прекращения добычи. Данная особенность может быть связана с поступлением сначала в скважину флюидов из высокопроницаемых, достаточно хорошо промытых каналов фильтрации, а затем (при снижении давления в этих каналах из-за неполной компенсации отборов закачкой) с подключением

к фильтрации менее промытой части порового пространства.

Внедрение новой технологии разработки в восточной части залежи с 2012 г., с нашей точки зрения, способствовало снижению негативного влияния отмечавшихся здесь прорывов закачиваемых вод к забоям добывающих скважин и начало приводить к подключению в процесс выработки части непромытых от галитовых включений пород-коллекторов.

Отдельно отметим, что результаты обработки имеющихся немногочисленных гидрохимических данных за последние годы эксплуатации скважин восточной части воронежской залежи в целом указывают на весьма слабую активность проявления здесь законтурной зоны.

Таким образом, в результате проведенных гидрохимических исследований получены новые, весьма интересные материалы, существенно уточняющие существующие представления об истории и текущем состоянии разработки воронежской залежи нефти Золотухинского месторождения, которые рекомендовано использовать при корректировке гидродинамической модели воронежской залежи Золотухинского месторождения и составлении нового проектного документа ее дальнейшей разработки.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для изучения особенностей влияния нагнетательных скважин на состав добываемых с нефтью вод воронежской залежи нефти Золотухинского месторождения использовались такие показатели, как плотность попутных вод, коэффициент долевого участия закачиваемых вод в попутно добываемых водах ( $X$ ) и величина избыточных концентраций в них хлоридов натрия ( $\text{NaCl}_{\text{изб.}}$ ). Названные показатели рассчитывались преимущественно по ранее разработанной автором компьютерной программе Галит-1. Для разбавленных подливаемыми водами рассолов, обводняющих добываемую продукцию, расчеты велись по методическому подходу Галит-1г. Этот подход позволяет использовать для решения поставленных задач многочисленные данные о химическом составе попутных вод, содержащих в своем составе значительное количество вод технологических обработок.

Всесторонне рассмотрена гидрохимическая информация по каждой добывающей скважине восточной части воронежской залежи в связи с особенностями их эксплуатации. Рассчитаны скорости перемещения пластовых флюидов в преде-

лах залежи, которые составили 0,56–15,83 м/сут. В целях установления общих закономерностей изменения гидрохимических параметров были построены схематические карты усредненных значений основных гидрохимических показателей за весь период разработки рассматриваемой залежи.

Результаты проведенных гидрохимических исследований по рассматриваемой залежи нефти позволили отметить, что они свидетельствуют о принципиально разном характере эксплуатации в пределах западной и восточной ее частей. Если западная часть залежи разрабатывалась на смешанном режиме (упруговодонапорном и искусственно водонапорном), то для восточной ее части характерен активный искусственно водонапорный режим, что предлагается учитывать при построении гидродинамической модели залежи и составлении нового проектного документа на дальнейшую ее разработку.

Проведенные расчеты объемов растворенного в продуктивных пластах и вынесенного попутными водами катагенетического галита позволили оценить их в 4870 м<sup>3</sup>. Построенные по результатам этих расчетов схематические карты свидетельствуют о том, что для западной и центральной частей воронежской залежи нефти характерно относительно равномерное повышение значений этого показателя по мере удаления от нагнетательных скважин, а для восточной – резкие его колебания. Отмеченная особенность может свидетельствовать в пользу того, что вытеснение нефти к забоям добывающих скважин в западной и центральной частях залежи происходило более равномерно, чем

в восточной. Перемещение смешанных (пластовых и закачиваемых) вод, вытеснявших нефть в западной части залежи, происходило с охватом непромытых и слабопромытых коллекторов. В восточной же части залежи основная доля закачиваемой воды прорывалась к скважинам по наиболее проницаемым, отмытым от галита каналам, что приводило к слабому охвату вытеснением нефти из коллекторов с более низкими фильтрационными свойствами. Внедрение новой технологии разработки в восточной части залежи с 2012 г., заключающейся в периодической работе нагнетательных и добывающих скважин, по результатам оценки гидрохимических показателей, способствовало снижению негативного влияния отмечавшихся здесь прорывов закачиваемых вод к забоям добывающих скважин и начало приводить к подключению в процесс выработки части непромытых, менее проницаемых коллекторов.

Полученные результаты наших и ранее проведенных в этом направлении исследований позволяют говорить о целесообразности уточнения существующих представлений об истории и текущем состоянии разработки нефтяных залежей по материалам детальных гидрохимических исследований. Отдельные, наиболее важные выводы проведенных гидрохимических исследований по анализу разработки воронежской залежи Золотухинского месторождения могут быть использованы для корректировки существующей гидродинамической модели залежи и при подготовке нового проектного документа дальнейшей ее разработки.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Гидрохимические** методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк [и др.]. – Москва : ГЕОС, 2007. – 245 с.
2. **Мониторинг** разработки месторождений и залежей нефти и газа РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Анализ разработки месторождений и залежей нефти и газа Беларуси. Дополнение к проекту разработки Золотухинского месторождения : отчет (заключ.) / БелНИПИнефть ; рук. В. В. Привалов. – Гомель, 2011. – 465 с.
3. **Муляк, В. В.** Анализ разработки подсолевой залежи нефти Вишанского месторождения по гидрохимическим данным / В. В. Муляк, В. Д. Порошин // Геология нефти и газа. – 2005. – № 2. – С. 36–44.
4. **Порошин, В. Д.** Анализ разработки межсолевой залежи нефти Осташковичского месторождения по гидрохимическим данным / В. Д. Порошин // Геология нефти и газа. – 2003. – № 6. – С. 37–46.
5. **Порошин, В. Д.** Ионно-солевой состав вод эвапоритсодержащих осадочных бассейнов в связи с поисками, разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений : автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук : 04.00.17 / В. Д. Порошин. – Москва : ГАНГ, 1997. – 44 с.
6. **Порошин, В. Д.** К вопросу оценки представительности гидрохимических данных (на примере Припятского прогиба) / В. Д. Порошин, В. П. Хайнак, А. Г. Морозов // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. / В. Д. Порошин. – Гомель : БелНИПИнефть, 1997. – Вып. 2.
7. **Порошин, В. Д.** К методике определения природы вод при проведении солянокислотных обработок в скважинах / В. Д. Порошин, В. В. Муляк, Е. А. Пинчук // Літасфера. – 2005. – № 2 (23). – С. 151–153.
8. **Порошин, В. Д.** Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений / В. Д. Порошин, В. В. Муляк. – Москва : Недра, 2004. – 220 с.
9. **Порошин, В. Д.** Оценка масштабов рассоления продуктивных пород нефтяных месторождений Припятского прогиба по промысловым гидрохимическим данным (на примере Северо-Домановичского месторождения) / В. Д. Порошин, С. Л. Порошина // Літасфера. – 2020. – № 1 (52). – С. 148–160.
10. **Порошин, В. Д.** Оценка представительности данных по химическому составу пластовых вод нефтегазоносных бассейнов / В. Д. Порошин // Геохимия. – 1998. – № 6. – С. 615–628.
11. **Порошина, С. Л.** К вопросу представительности данных о химическом составе попутных вод нефтяных месторождений Беларуси и методических приемах их обработки (интерпретации) / С. Л. Порошина // Літасфера. – 2021. – № 1 (54). – С. 58–70.
12. **Порошина, С. Л.** Новые подходы к оценке масштабов рассоления коллекторов нефтяных месторождений Беларуси по промысловым гидрохимическим данным / С. Л. Порошина // Вестник ГГТУ им. П. О. Сухого. – 2019. – № 4. – С. 3–12.
13. **Правила** разработки нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Республики Беларусь / В. Н. Бескопильный [и др.]. – Гомель, 2005. – 88 с.
14. **Чоловский, И. П.** Промыслово-геологический контроль разработки месторождений углеводородов / И. П. Чоловский, Ю. П. Брагин. – Москва : Изд-во «Нефть и газ», 2002. – 224 с.
15. **Hydrochemical** control of oil pool development (illustrated with Belarusian oil fields). Part I. / V. D. Poroshin [et al.] // Indian journal of petroleum geology. – 2003. – Vol. 12, № 1 (July). – P. 49–57.

Статья поступила в редакцию 24.03.2022

Рецензент В.Г. Жогло

## АНАЛІЗ РАСПРАЦОЎКІ ЗАЛЕЖЫ НАФТЫ Ў ВАРОНЕЖСКИХ АДКЛАДАХ (ВЕРХНІ ФРАН) ЗАЛАТУХІНСКАГА РАДОВІШЧА Ў ПРЫПЯЦКІМ ПРАГІБЕ ПА ПРАМЫСЛОВЫХ ГІДРАХІМІЧНЫХ ДАНЫХ

**С.Л. Парошына**

Гомельскі дзяржаўны тэхнічны ўніверсітэт імя П. В. Сухого  
пр. Кастрычніка, 48, 246746, Гомель, Беларусь  
E-mail: svetaporosh@gmail.com

Разгледжаны вынікі апрацоўкі гідрахімічнай інфармацыі па здабываючых свідравінах варонежскай паклады нафты Залатухінскага радовішча ў сувязі з асаблівасцямі іх эксплуатацыі, што дазволіла ўстанавіць агульныя заканамернасці змянення гідрахімічных і тэхналагічных параметраў за ўвесь перыяд асваення пакладу, які разглядаецца. Вынікі гідрахімічных даследаванняў сведчаць пра прыныпова розныя характары яе распрацоўкі ў межах заходняй і ўсходняй частак. Калі заходнія ўчасткі паклады распрацоўваліся на змешаным пругкаводанпорным і штучна воданпорным рэжыме, то для ўсходняй часткі паклады характэрны актыўны штучна воданпорны рэжым. Хуткасці перамяшчэння пластавых флюідаў у межах паклады ацэнены ў 0,56–15,83 м/сут. Разлічаныя аб'ёмы раствараных і вынесеных са спадарожнымі водамі другасных галітавых уключэнняў склалі 4870 м<sup>3</sup>, што прывяло да істотнай змены фільтрацыйна-ёмістых уласцівасцей прадуктыўных адкладаў. Вынікі праведзеных даследаванняў рэкамендавана выкарыстоўваць пры карэкціроўцы гідрадынамічнай мадэлі варонежскай паклады Залатухінскага радовішча і складанні новага праектнага дакумента яе далейшай распрацоўкі.

## ANALYSIS OF THE PRODUCTION OF OIL RESERVOIRS IN THE VORONEZH DEPOSITS (UPPER FRASNIAN) OF THE ZOLOTUKHINSKOE FIELD IN THE PRIPYAT TROUGH ON THE BASIS OF HYDROCHEMICAL DATA

**S. Poroshina**

Gomel State Technical University named after P.O. Sukhoi  
48, Oktyabrya Avenue, 246746, Gomel, Belarus  
E-mail: svetaporosh@gmail.com

The article describes the results of processing hydrochemical information of the production well of the Voronezh oil deposit of the Zolotukhinsky field because of the features of their exploitation, which allowed us to establish general patterns of changes in hydrochemical and technological parameters through all of development of the considerate deposit. The results of hydrochemical studies show a essentially different character of its development within the western and eastern parts. The western parts of the deposit were developed in a combined expansion-type water-drive and artificially water drive regimes, while the eastern part of the deposit was characterized by an active artificially water drive regime. The reservoir fluid flow velocity within the deposit are estimated at 0.56–15.83 m/day. The calculated volumes of dissolved and carried out secondary halite inclusions with associated waters amounted to 4870 m<sup>3</sup>, resulting in a significant change in the porosity and permeability properties of productive sediments. The results of the conducted research are recommended to be used in correcting the hydrodynamic model of the Voronezh deposit of the Zolotukhinsky field and compiling a new project documentation for its further development.