

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ОБЪЕМА СЕТИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ КАНАЛОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ РАБОТ ПО РАССОЛЕНИЮ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА СКВАЖИНАХ БЕРЕЗИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ В ПРИПЯТСКОМ ПРОГИБЕ

В.Д. Порошин, С.Л. Порошина

Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого
пр. Октября, 48, 246746, Гомель, Беларусь
E-mail: poroshin-52@mail.ru

Впервые с использованием гидрохимических данных количественно оценены изменения объема сети фильтрационных каналов при проведении опытно-промысловых работ по рассолению продуктивных пород-коллекторов и повышению нефтеотдачи на скважинах 3, 7, 17 и 21 Березинского нефтяного месторождения. Проведенные по разработанным авторами методикам расчеты показывают, что суммарное увеличение объема сети фильтрационных каналов за счет растворения вторичного галита разными скважинами колеблется в пределах от 1369,0 м³ по скважине 17 до 776,6 м³ по скважине 7. Учитывая высокую степень засоления межсоловых пород Березинского месторождения, можно утверждать, что рассолению подверглась лишь небольшая часть продуктивных коллекторов преимущественно в призабойных зонах скважин. Несмотря на это в пределах зоны влияния рассматриваемых скважин произошло заметное изменение фильтрационных свойств пород, что подтверждается результатами гидродинамических исследований в скважинах, повышением их приемистости с каждым последующим циклом опытно-промысловых работ, ростом дебитов скважин по нефти и по жидкости.

ВВЕДЕНИЕ

Низкие емкостные и фильтрационные свойства засоленных пород ряда нефтяных залежей Беларуси заметно снижают эффективность их разработки. Улучшить коллекторские свойства продуктивных пластов в пределах таких залежей, как показывают результаты проведенных лабораторных и гидрохимических исследований, можно путем закачки пресной или слабоминерализованной воды в засоленный нефтенасыщенный коллектор и последующего отбора обводненной продукции из пласта [4; 6; 8; 9; 12; 13; 14; 16; 19; 20; 21]. Используя это положение, сотрудники БелНИПИнефть предложили и запатентовали технологию освоения глубоких скважин и регулирования разработки залежей нефти с засоленными коллекторами. Суть предложенной технологии заключается в том, что скважина, вскрывшая засоленный низкопроницаемый нефтенасыщенный

коллектор, переводится на циклический режим работы. Каждый цикл включает этапы закачки в пласт пресной или слабоминерализованной воды, закрытия (остановки) скважины на время растворения галита, содержащегося в пласте, и последующего отбора жидкости из пласта через эту же скважину [5; 17]. Внедрение данной технологии началось на скважинах Березинского нефтяного месторождения.

Березинское месторождение открыто в 1975 г. скв. 3, вскрывшей межсоловую залежь нефти второго блока. В апреле 1977 г. оно введено в пробную эксплуатацию, а в мае 1981 г. – в промышленную разработку. По кровле межсоловых карбонатных отложений Березинская структура представляет собой пликативную структуру, разбитую тектоническими нарушениями на ряд блоков, в I, II, III и IV которых открыты залежи нефти. Залежи массивные, сводовые, тектонически ограниченные. Высокая

степень засоления межселевых отложений Березинской площади установлена В.Л. Тюменцевым и А.И. Коротаяевым в результате детального исследования керна [18]. В пределах каждой из открытых залежей расположена одна из скважин, на которых

в настоящее время проводятся опытно-промышленные работы (ОПР) по рассолению коллекторов и интенсификации добычи нефти (рис. 1).

Месторождение, преимущественно по результатам эксплуатации третьего блока, находится на

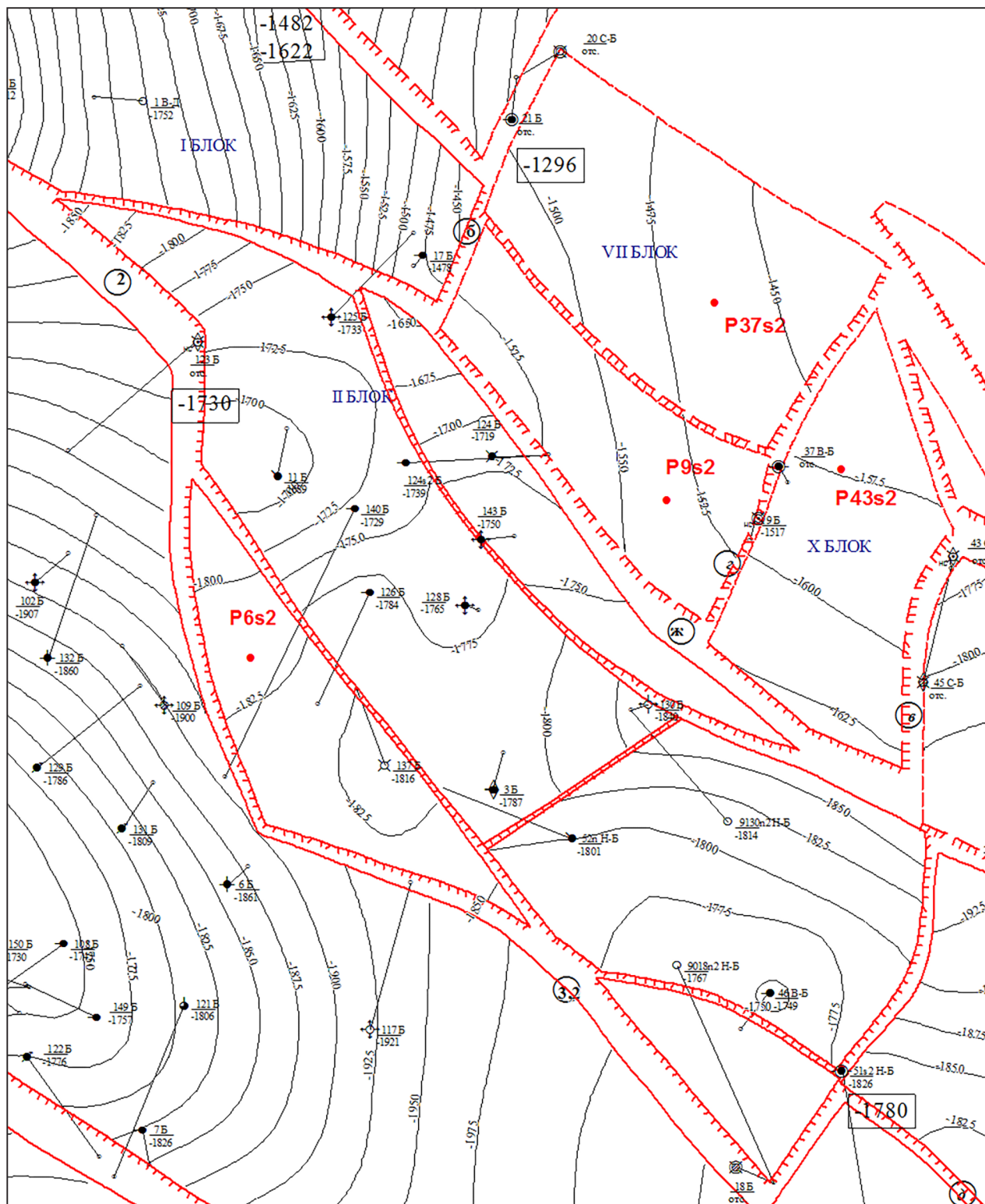


Рисунок 1 – Березинское месторождение нефти. Выкопировка из структурной карты кровли петриковского горизонта (БелНИПИнефть, 2020 г.)

КАРЬСЬКІЯ ВЫКАПІНІ

четвертой стадии разработки, характеризующейся постепенным снижением добычи нефти при продолжающемся увеличении обводненности продукции. Основные запасы нефти (более 80%) связаны с залежью третьего блока, в восточной части которой расположена скв. 7. Залежи нефти первого и четвертого блоков, где расположены соответственно скв. 17 и 21, разрабатываются на природном упруго водонапорном режиме. Пластовое давление в залежах второго и третьего блоков поддерживается посредством закачки в продуктивные пласты пресных вод.

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О РЕЗУЛЬТАТАХ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ РАБОТ ПО РАССОЛЕНИЮ КОЛЛЕКТОРОВ

Для выполнения ОПР в качестве пилотного объекта была выбрана скв. 17 Березинского месторождения продуктивные породы-коллекторы которой характеризуются низкой проницаемостью (0,046–1,1 мД по керну) и высокими значениями коэффициента засоления. Отношение объема вторичного галита к общему объему пустотного пространства исследованных образцов породы до их засоления здесь достигает 90–95% [18].

Разрез межсолевых отложений в скважине представлен преимущественно трещиноватыми и

кавернозными доломитами с многочисленными признаками нефти. При этом к интервалам разреза с повышенной степенью кавернозности и галитизации тяготеют наиболее интенсивные нефтепроявления. При опробовании межсолевых отложений испытателем пластов в процессе бурения притока жидкости не получено. Для растворения соли, содержащейся в перспективных пластах, в течение трех часов при устьевом давлении 18–20 МПа в пласт было закачено 140 м³ пресной воды. При разрядке скважины получен приток рассола плотностью 1,10–1,11 г/см³ и 14 м³ нефти. В апреле 1981 г. скважина введена в разработку с дебитом по нефти 4,5 м³/сут, однако уже к 1985 году дебит снизился до 0,4–0,5 м³/сут. С декабря 2010 г. до начала ОПР скважина эксплуатировалась в периодическом режиме с дебитом 0,25–1,50 м³/сут при обводненности продукции до 20–30%. К 2015 г. дебит по нефти снизился до 0,1 м³/сут. Низкий дебит скв. 17 и его последующее уменьшение обусловлены, в первую очередь, высокой степенью засоления продуктивных отложений, с чем связано весьма затрудненная связь залежи первого блока с законтурной зоной.

В ходе первого этапа ОПР в нефтяную залежь в течение двух недель (май 2015 г.) было закачено 800 м³ пресной воды (рис. 2). Затем произведена остановка скважины на две недели для растворе-

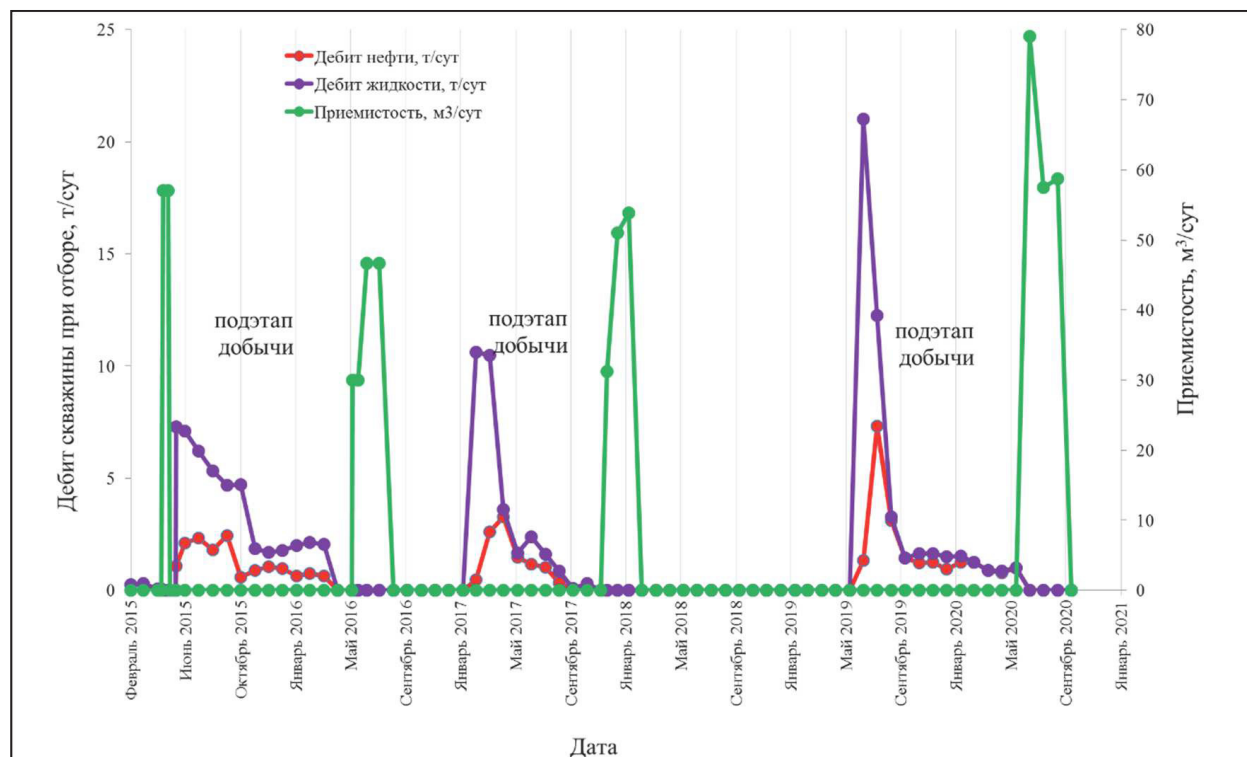


Рисунок 2 – Основные технологические показатели эксплуатации скважины 17 Березинская в процессе проведения опытно-промысловых работ [15]

ния вторичных галитовых включений и распределения давления в околоскважинной зоне воздействия. С середины мая 2015 г. из скважины велась добыча нефти с постоянным отбором устьевых проб жидкости. По состоянию на начало 2016 г. дополнительная добыча нефти за счет внедрения первого этапа ОПР по скв. 17 Березинского месторождения составила свыше 300 т, а средний дебит по нефти увеличился в 13 раз [7].

Перед проведением второго цикла опытных работ были выполнены гидродинамические исследования (ГДИ) в скважине. По результатам интерпретации ГДИ отмечается увеличение коэффициента продуктивности и радиуса промытой зоны, что свидетельствует о происходящем процессе растворения галита в засоленном пласте-коллекторе. Закачка пресной воды в ходе второго цикла ОПР осуществлялась с июня по август 2016 г. Всего было закачено 2000 м³ пресной воды. После этапа перераспределения давления в зоне дренирования скважина была запущена в эксплуатацию в марте 2017 г., причем дебит жидкости достигал 10,5 т/сут [10; 11]. На третьем цикле ОПР этот показатель вырос практически в два раза (см. рис. 2).

Всего на скважине 17 Березинская было проведено четыре этапа опытно-промысловых работ. Начиная с первого, каждый последующий этап отличался увеличением объема закачиваемой воды и приемистости скважины, дебита по нефти и по жидкости. Всего было закачено 8999 м³ пресной воды, суммарная дополнительная добыча нефти составила 1,2 тыс. т [1]. Работы на скважине продолжаются.

Дальнейшее внедрение технологии продолжено на скв. 3, 7 и 21 рассматриваемого месторождения нефти, в межсолевых карбонатных отложениях которого ранее проведенными массовыми лабораторными исследованиями установлена высокая степень засоления продуктивных коллекторов [18]. В результате внедрения данной технологии и на этих скважинах получен значительный экономический эффект в виде дополнительной добычи нефти [1; 7; 10; 11].

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ ОБЪЕМА СЕТИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ КАНАЛОВ

С начала проведения ОПР на вышеназванных скважинах Березинского месторождения регулярно ведется отбор проб попутно добываемых с нефтью вод и определение их плотности, реже изучается их химический состав. К настоящему времени в банке данных БелНИПИнефть имеется около

2 тыс. данных о плотностях попутно добываемых вод и более 50 результатов их химического анализа. Однако они детально не анализировались и не использовались для оценки особенностей рассоления коллекторов в процессе проведения анализируемых работ. Это было связано преимущественно с тем, что до настоящего времени не существовало методических подходов для проведения такой оценки при сложившихся условиях эксплуатации скважин. Последнее объясняется использованием при проведении ОПР на скв. 17 и 21 одних и тех же пресных вод из водозабора Якимова Слобода не только для закачки в продуктивные пласты для рассоления коллекторов, но и для предупреждения солеотложений (подливы) в процессе добычи нефти. В попутно добываемых водах из скв. 3 и 7 кроме того присутствуют пресные воды, закачанные в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в залежах нефти II и III блоков месторождения. В результате чего отбираемые в процессе добычи нефти пробы попутных вод имеют разный состав и общую минерализацию (от пресных до высокоминерализованных рассолов), характеризуются разным соотношением обводняющих скважину и подливаемых вод и естественно резко различающихся по плотности. Определенных закономерностей в изменении данного показателя исследователями не отмечалось. Это не позволяло провести оценку долевого участия в них пластовых и закачанных в скважину вод (X), а также избыточных концентраций хлорида натрия (NaCl_{изб.}) по ранее предложенным гидрохимическим методам и компьютерным программам.

Проведенные авторами исследования, направленные на изучение особенностей изменения состава попутно добываемых вод из скв. 3, 7, 17 и 21 после проведения в них технологических обработок (подливов пресных вод), позволили впервые показать, что при проведении технологических обработок скважин обычно из скважин вначале отбираются пресные и слабоминерализованные воды. С течением времени плотность их закономерно растет и до проведения новых подливов может достигать значений 1,20–1,23 г/см³ (рис. 3–6). Подобный характер поведения плотности попутных вод отмечался нами ранее при выходе скважин на нормальный режим работы после проведения в них различного вида работ с использованием пресных вод. К ним прежде всего следует отнести технологические обработки, проводимые во многих добывающих скважинах путем подлива пресных холодных и горячих вод для предупреждения и борьбы с солеотложениями и асфальто-смоло-

парафиновыми образованиями [4; 14]. Для расчета необходимых для решения поставленной задачи гидрохимических показателей в таких случаях одним из авторов статьи была предложена методика Галит-1т [15]. Этот методический прием можно использовать и для оценки объемов выносимого с попутными водами галита при проведении ОПР. Однако при анализе гидрохимических данных по скв. 3, 7, 17 и 21 Березинского месторождения было установлено значительное несоответствие между плотностью попутных вод и их минерализацией. Безусловно, наиболее представительной гидрохимической характеристикой здесь является

общая минерализация вод, которая представляет собой сумму растворенных в них компонентов, определенных лабораторным путем. Поэтому для выяснения состава вод, поступающих из продуктивных пластов к забою скважины, в способ Галит-1Т были внесены коррективы, суть которых заключается в том, что для решения поставленной задачи использовалась прямолинейная зависимость содержащихся в них компонентов от их минерализации, а не от плотности. Для обоснования величины предельной минерализации, на которую пересчитывались концентрации необходимых для дальнейших исследований компонентов, исполь-

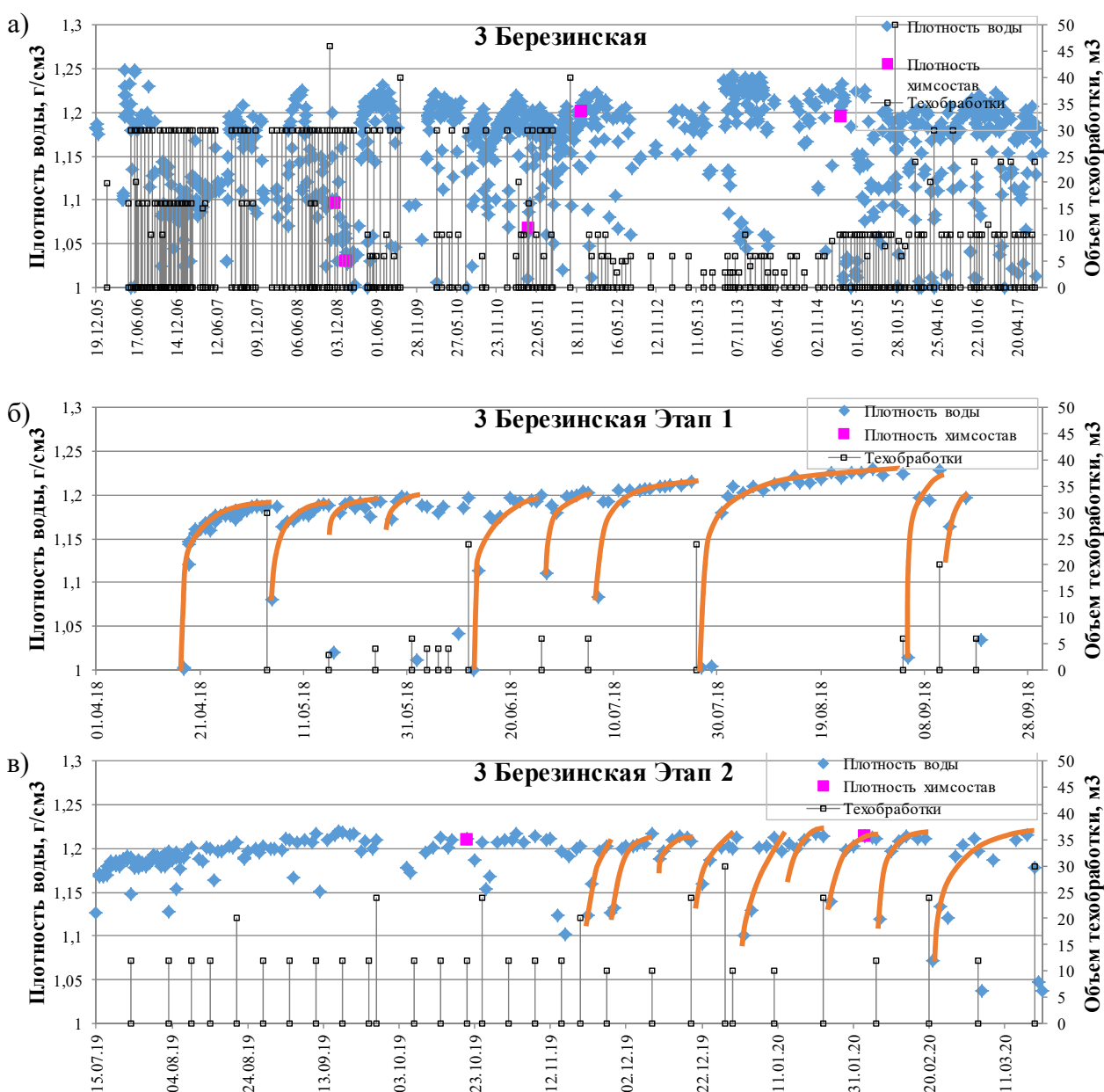


Рисунок 3 – Изменение плотности попутных вод в процессе эксплуатации скважины 3 Березинского месторождения до проведения ОПР (а) и на различных этапах ОПР (б, в)

КАРЯСНЯЯ ВЫКАПІНІ

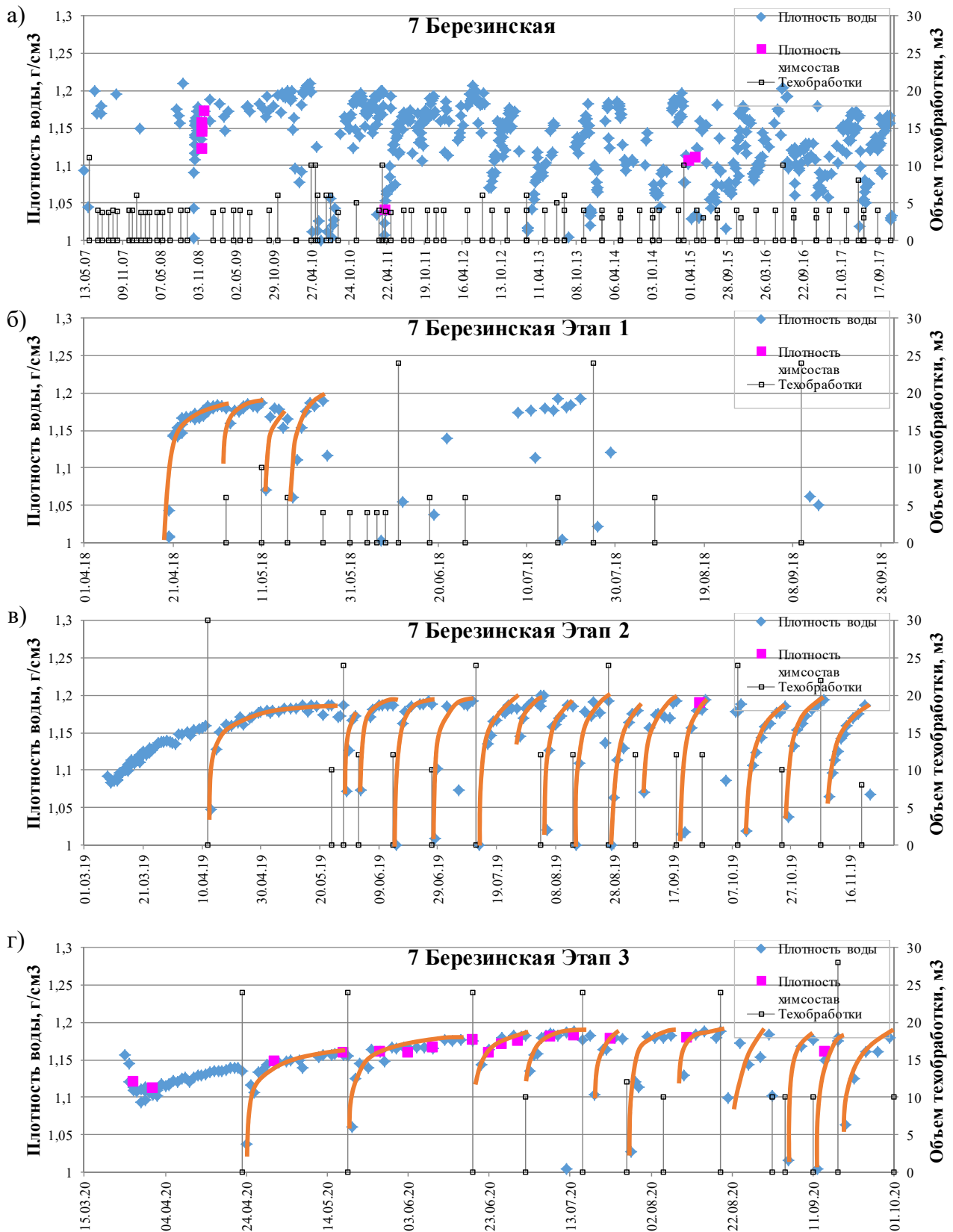


Рисунок 4 – Изменение плотности попутных вод в процессе эксплуатации скважины 7 Березинского месторождения до проведения ОПР (а) и на различных этапах ОПР (б, в)

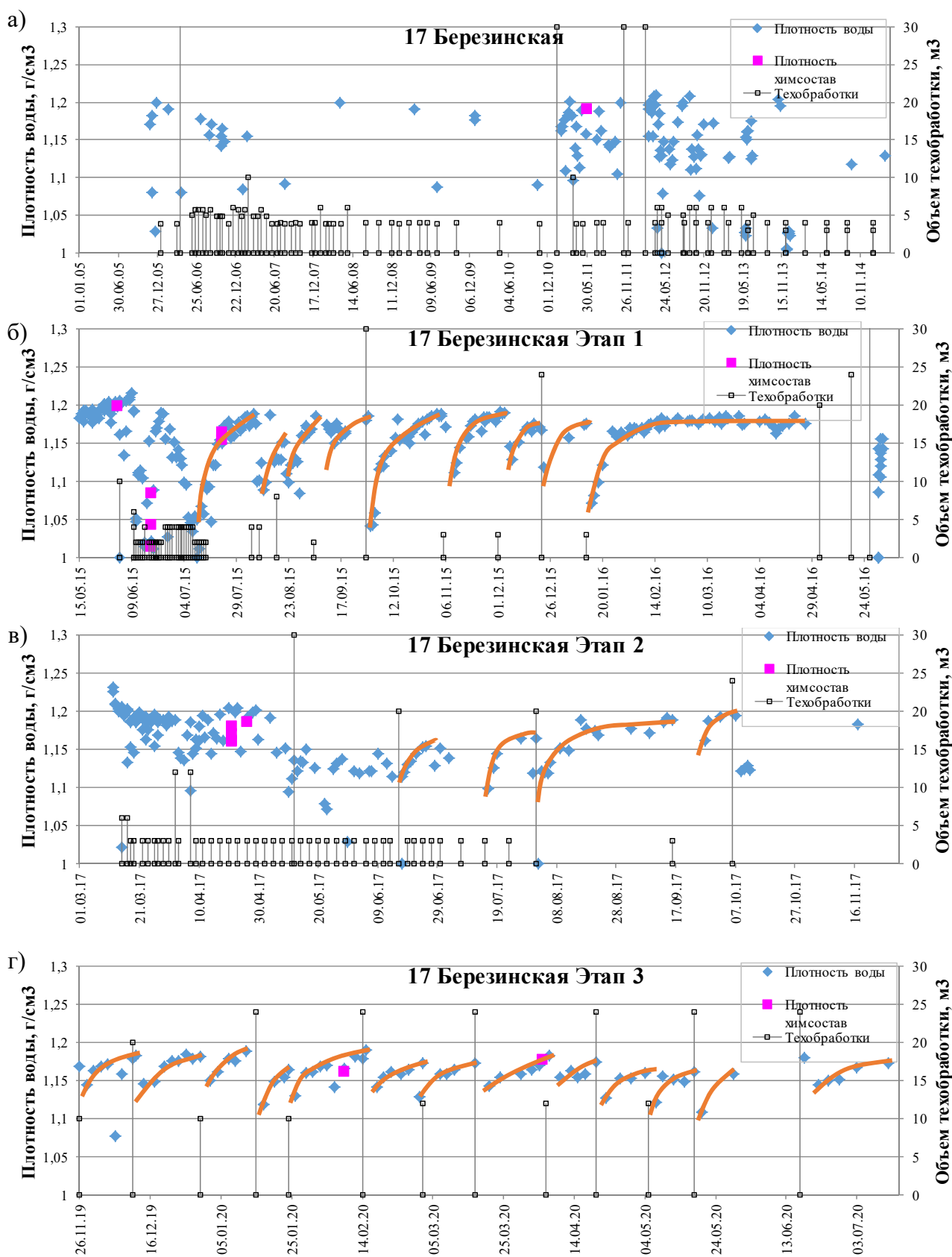


Рисунок 5 – Изменение плотности попутных вод в процессе эксплуатации скважины 17 Березинского месторождения до проведения ОПР (а) и на различных этапах ОПР (б, в, г)

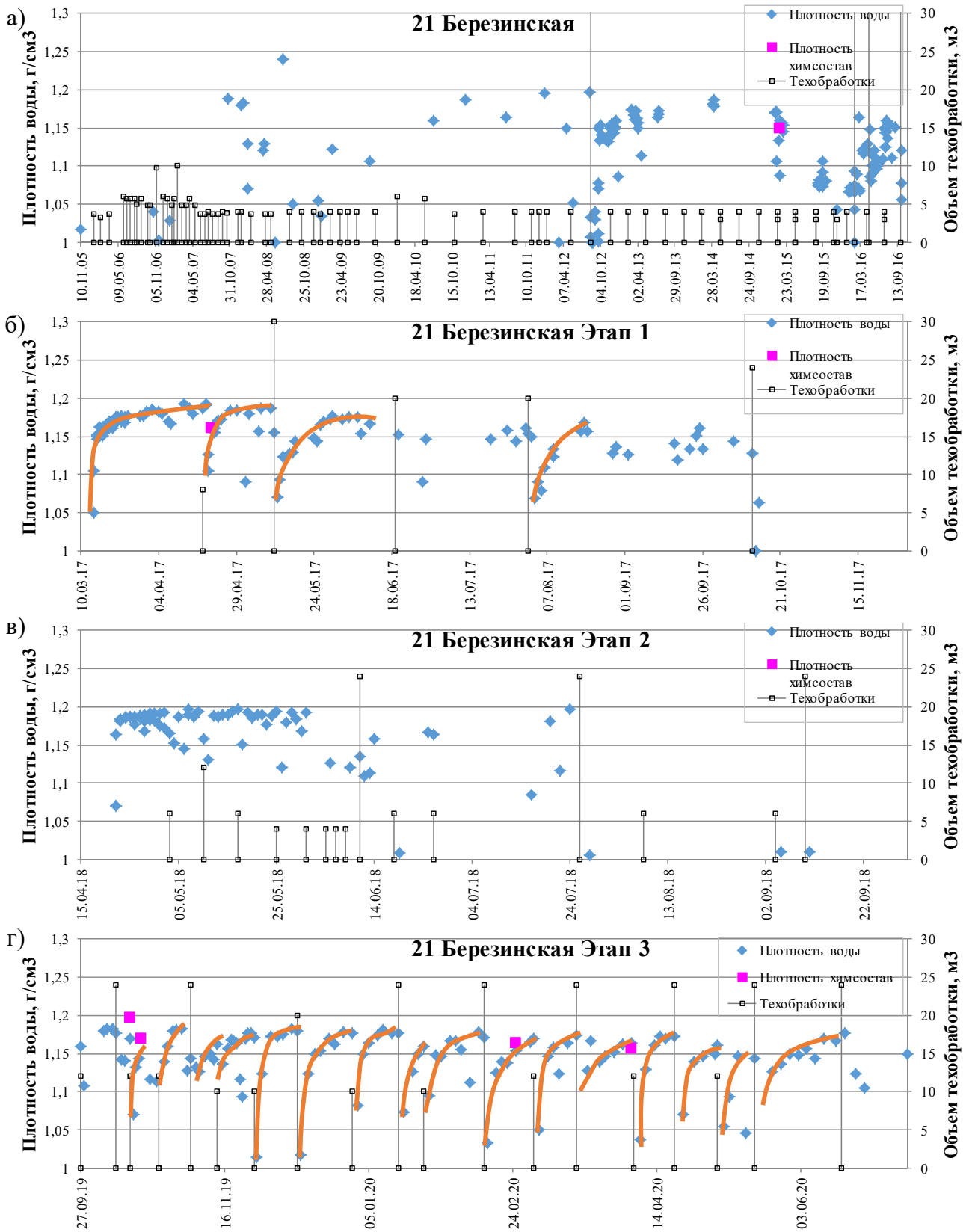


Рисунок 6 – Изменение плотности попутных вод в процессе эксплуатации скважины 21 Березинского месторождения до проведения ОПР (а) и на различных этапах ОПР (б, в, г)

зовались графики изменения плотности попутных вод в процессе эксплуатации рассматриваемых скважин (см. рис. 3–6). Максимальные значения данного параметра по всем проанализированным скважинам достигали 1,22–1,23 г/см³, что соответствует примерно минерализации 330 г/л. Однако имеющиеся результаты проведенных химических анализов попутных вод характеризуются, как правило, более низкой минерализацией. Это говорит о том, что закачанные в нагнетательные скважины и в скважины, на которых проводятся ОПР воды, смешивались с пластовыми рассолами и, находясь продолжительное время в контакте со вторичным галитом продуктивных пластов, предельно насыщались хлоридами натрия. Наблюдаемое же в конкретных пробах снижение плотности, минерализации и степени насыщенности попутно добываемых с нефтью вод по галиту связано с их разбавлением подливаемыми в скважину водами водозабора Якимова Слобода. Все это позволяет использовать для расчета величин X и $NaCl_{изб.}$ для скв. 17 и 21 методический подход Галит-1т (с учетом отмеченных изменений), а для скв. 3 и 7 модификацию этого подхода, названную Галит-1э. Последний отличается тем, что в расчетную формулу для определения величины X вместо данных по составу пластовых рассолов вносятся сведения по катионному составу попутно добываемых вод из этих скважин, полученных до начала проведения на них ОПР. Применение различных подходов для расчета названных гидрохимических показателей связано с тем, что залежи нефти I и IV блоков, в пределах которых расположены соответственно скв. 17 и 21; разрабатывались на естественном упруговодонапорном режиме, а залежи II и III блоков (со скв. 3 и 7 соответственно) на искусственно водонапорном режиме с поддержанием пластового давления путем закачки в продуктивные пласты пресных вод. Таким образом, к скв. 3 и 7 вместе с нефтью поступает смесь пластовых и закачанных для ППД вод, обогащенная хлоридами натрия за счет рассоления продуктивных пород в удаленной зоне, которая при приближении к забоям скважин, на которых проводятся ОПР – разбавляется закачиваемыми в эти же скважины пресными водами в начале каждого из циклов проведения этих работ и затем донасыщалась хлоридами натрия в пластовых условиях.

Проведенные авторами гидрохимические исследования позволяют говорить о том, что основополагающими при расчете объемов вынесенного с попутными водами галита за конкретные этапы эксплуатации добывающих скважин во вре-

мя проведения в них ОПР являются следующие положения:

1) подливаемые в скважины пресные воды в процессе проведения в них технологических обработок приводят к разбавлению рассолов, поступающих совместно с нефтью из залежи к их забоям, но не участвуют в рассолении продуктивных пород-коллекторов;

2) учитывая предельную насыщенность пластовых вод по галиту в связи с их постоянным контактом с засоленными породами, растворение галитовых выполнений трещин, пор и каверн продуктивных пород может быть связано лишь с водами, закачиваемыми в продуктивные пласты как для ППД, так и для рассоления коллекторов при проведении ОПР на скважинах 3, 7;

3) растворение галита при проведении ОПР на скв. 17 и 21 происходит пресными водами, нагнетаемыми в данные скважины в начале каждого из циклов проведения ОПР;

4) формирующиеся в пластовых условиях смеси, закачанных в продуктивные пласты и пластовых вод, поступают к забоям добывающих скважин с предельным их насыщением по галиту за счет рассоления коллекторов, что приводит к необходимости проводить технологические обработки скважин пресной водой для предупреждения солеотложений.

Для проведения расчета объемов, растворенного в продуктивных пластах и вынесенных с попутными водами вторичного галита в процессе проведения ОПР на скважинах Березинского месторождения, необходимо знать избыточное содержание хлорида натрия в водах, обводняющих эти скважины, а также объемы этих вод, извлеченных на поверхность совместно с нефтью по отдельным этапам эксплуатации скважин в качестве добывающих. Расчет значений первого из этих показателей проводился с использованием сведений о составе пластовых, закачиваемых и попутно добываемых вод по способу Галит-1т в связи с тем, что все пробы попутных вод, по которым выполнен их химический анализ, оказались в той или иной степени разбавлены подливаемыми водами. Последнее достаточно четко видно из графиков изменения плотностей попутных вод в процессе добычи нефти с выделенными на них данными результатов химических анализов этих вод (см. рис. 3–6).

Результаты проведенных расчетов представлены в табл. 1, а средние значения по циклам (этапам работы скважин в качестве добывающих) проводимых работ и в целом по скв. 17 и 21 – в табл. 2.

Таблица 1 – Результаты расчета коэффициента долевого участия закачанных вод в попутно добываемых рассолах (X) и избыточных концентраций в них хлорида натрия (NaCl_{изб.}) на различных этапах проведения ОПП в скважинах Березинского месторождения

Скважина	Дата отбора пробы	Минерализация, г/л	Галит-1		Галит-1г		Галит-1э		Этапы
			X	NaCl _{изб.} , мг/л	X	NaCl _{изб.} , мг/л	X	NaCl _{изб.} , мг/л	
17	02.06.2011	282,6	0,54	116860					
	12.05.2015	244,29	0,88		0,83	267129			1
	02.06.2015	278,6	0,79		0,75	238610			1
	18.06.2015	21,62	0,98		0,74	229702			1
	18.06.2015	20,68	0,99		0,76	243189			1
	18.06.2015	64,18	0,95		0,72	226848			1
	18.06.2015	122,2	0,91		0,76	240512			1
	22.07.2015	219,8	0,81		0,72	225454			1
	22.07.2015	249,3	0,79		0,72	227232			1
	21.04.2017	237,4	0,83		0,76	238870			2
	21.04.2017	243	0,82		0,75	235157			2
	21.04.2017	267,1	0,82		0,78	248016			2
	21.04.2017	239,8	0,93		0,9	289584			2
	26.04.2017	267,1	0,81		0,77	243662			2
	25.09.2019	257	0,85		0,81	257949			3
09.02.2020	232,4	0,83		0,76	240227			3	
05.04.2020	260,9	0,81		0,76	240775			3	
21	23.02.2015	215,5	0,9	175675					
	21.04.2017	239,8	0,93		0,9	289584			1
	14.10.2019	282,8	0,61		0,54	164401			3
	18.10.2019	244,7	0,89		0,85	275898			3
	25.02.2020	232,9	0,9		0,86	277460			3
	05.04.2020	226,6	0,88		0,83	266343			3
3	15.10.1992	279,48	0,38		0,27	59909			
	27.11.2008	143,83	0,71		0,33	88559			
	14.01.2009	44,19	0,89		0,16	16025			
	18.04.2011	96,37	0,79		0,28	68571			
	13.12.2011	311,15	0,26		0,21	46697			
	18.02.2015	277,19	0,3		0,16	26332			
	21.10.2019	304,4	0,46	110308	0,42	119641	0,36	93330	2
	03.02.2020	308	0,24	33407	0,18	35841	0,08	9310	2
7	15.04.2011	48,75	0,9	12028	0,33	85263			
	03.04.2015	153,2	0,7	41360	0,35	99588			
	04.05.2015	153,9	0,68	36945	0,31	79983			
	26.09.2019	264,5	0,66		0,58	174942	0,51	100835	2
	27.03.2020	174,2	0,81		0,64	200109	0,73	83586	3
	01.04.2020	165,1	0,92		0,84	269877	0,89	125717	3
	01.05.2020	216,9	0,89		0,83	266707	0,84	162426	3
	18.05.2020	233,2	0,86		0,8	255763	0,8	164539	3
	27.05.2020	280	0,86		0,84	267999	0,8	211287	3
	03.06.2020	303,2	0,84		0,83	265405	0,77	225713	3
	09.06.2020	303,5	0,85		0,83	267391	0,78	228265	3
	09.06.2020	303,5	0,85		0,83	267391	0,78	228265	3
	19.06.2020	308,7	0,81		0,8	254120	0,73	215917	3
	23.06.2020	244,21	0,78		0,7	225469	0,68	141355	3
	26.06.2020	332,6	0,82		0,82	263066	0,74	244354	3
	30.06.2020	332,2	0,81		0,81	258314	0,72	237655	3
	08.07.2020	285,6	0,88		0,86	273808	0,82	222614	3
	14.07.2020	267,9	0,8		0,76	240649	0,72	172538	3
	23.07.2020	250,6	0,81		0,75	235153	0,72	156028	3
	11.08.2020	266	0,76		0,7	219107	0,65	148660	3
14.09.2020	232,2	0,77		0,68	210673	0,67	121667	3	

Таблица 2 – Средние значения X и $NaCl_{изб.}$ попутных вод на различных этапах проведения ОПР в скважинах Березинского месторождения

Скважина	Этапы	Галит-1		Галит-1г		Галит-1э	
		X	$NaCl_{изб.}$, мг/л	X	$NaCl_{изб.}$, мг/л	X	$NaCl_{изб.}$, мг/л
17	1	0,89		0,75	237334		
	2	0,84		0,79	251058		
	3	0,83		0,77	246317		
17 Итого		0,86		0,77	243307		
21	1	0,93		0,9	289584		
	3	0,82		0,77	246026		
21 Итого		0,84		0,8	254737		
3	2	0,35	71858	0,3	77741	0,22	51320
3 Итого		0,35	71858	0,3	77741	0,22	51320
7	2	0,66		0,58	174942	0,51	100835
	3	0,83		0,78	249471	0,76	181799
7 Итого		0,82		0,77	245330	0,74	177301
Общий итог		0,82	71858	0,75	237513	0,69	164703

Как видно из данных таблиц, величина $NaCl_{изб.}$ на разных циклах (этапах) эксплуатации рассматриваемых скважин изменялась в относительно небольших пределах и составляла около 250 г/л. Это связано преимущественно с близкими значениями коэффициента долевого участия закачанной в скважину вод в рассолах, поступающих к забою этих скважин в процессе добычи нефти. В среднем они составили 0,77 и 0,80 для скв. 17 и 21 соответственно. Иначе говоря, поступающие к забоям скважин воды содержали лишь 20–23% пластовых рассолов. Определить значения величин X и $NaCl_{изб.}$ по скв. 3 и 7 оказалось несколько сложнее. Для этого нами была проведена расчеты величины X в попутных водах скв. 121, 122, 126 и 149, расположенных вблизи скв. 3 и 7, которые свидетельствуют о достаточно высокой доле в их составе вод, закачиваемых в залежи II и III блоков для поддержания пластового давления ($X = 0,22–0,80$). Результаты расчетов данного показателя в попутных водах скв. 3 и 7 до начала проведения в них ОПР (см. табл. 1) указывают на существенно более слабое влияние на них нагнетательных скважин ($X = 0,16–0,35$) и, соответственно, о большей изолированности участков, где расположены данные скважины от основных частей нефтяных залежей. Последнее, безусловно, связано с более низкой проницаемостью продуктивных пород в районах действия этих скважин, увеличить которую и предполагалось за счет рассоления коллекторов в результате проведения ОПР.

Проведенные исследования свидетельствуют о том, что закачанная в скв. 3 и 7 в процессе проведения ОПР воды смешиваются не с пластовыми рассолами, а с их смесью с водами, используемы-

ми в системе ППД обогащенными в определенной степени (16–100 г/л) хлоридами натрия. Поэтому для расчета величин X и $NaCl_{изб.}$ по попутным водам рассматриваемых скважин использовался способ Галит-1э. Для проведения расчетов по этому способу вместо данных по пластовым водам (как это принято по способу Галит-1г) использовались значения концентраций отдельных элементов в попутных водах, полученных до проведения ОПР на этих скважинах.

Результаты расчетов свидетельствуют о том, что величины X и $NaCl_{изб.}$ по скв. 7 весьма близки к таковым по скв. 17 и 21, а по скв. 3 заметно отличаются от последних. Избыточные концентрации хлоридов натрия в попутных водах этой скважины относительно невелики и оцениваются в 78 г/л. Связано это с высокой долей пластовых рассолов в попутных водах скв. 3 (см. табл. 1). Следует отметить, что такой вывод основан на результатах обработки лишь двух имеющихся в наличии химических анализов попутных вод, полученных за время проведения второго цикла ОПР на скв. 3. Отсутствие химических анализов попутных вод по ряду этапов на этой (этапы 1, 3) и другим скважинам (скв. 21, этап 2, 4; скв. 7, этап 1) вынуждает нас при проведении расчетов в таких случаях использовать осредненные значения X и $NaCl_{изб.}$ в целом по скважинам.

Вторая задача, которую предстояло решить для оценки объема, растворенного в продуктивных пластах и вынесенного попутными водами галита при проведении ОПР, связана с определением объема вод, которые участвовали в этом процессе. В целях решения данной задачи использовались сведения об объемах попутно добываемых вод за

различные циклы проведения ОПР, объемах подливо в скважины пресных вод за это же время, а также рассчитанные по этапам величины долевого участия закачанных в эти скважины вод в рассолах, поступающих к забоям скважин. В связи с тем, что технологические воды, как показали результаты наших исследований, не участвуют в рассолении коллекторов, выносятся из пластов растворенный галит мог только в водах, поступающих из продуктивных пластов к забоям скважин. Объем этих вод определялся как разница между объемами попутно добытых вод и объемами технологических обработок. В таком случае произведение объемов вод, растворявших в продуктивных пластах галит, и средних величин избыточных концентраций в них хлоридов натрия отражают массу растворенного минерала, а частное от деления этих цифр на его плотность галита ($2,15 \text{ г/см}^3$) искомую величину объема вынесенного данного минерала. Результаты проведенных таким образом расчетов (табл. 3) свидетельствуют об относительно небольших значениях данного показателя. Минимальные объемы растворенного в продуктивных пластах галита вынесены скв. 3 (около 28 м^3), а максимальные – скв. 7 (около 124 м^3).

Относительно низкие значения рассматриваемого параметра по скв. 17 и 21 связаны преимущественно с небольшими объемами поступивших к их забоям попутных вод, а по скв. 7 и, особенно по скв. 3, также с относительно небольшим содер-

жанием в этих водах избыточных концентраций хлоридов натрия.

Следует отметить, что приводимые в табл. 3 цифры не могут в полной мере характеризовать дополнительные объемы сформировавшихся фильтрационных каналов за счет растворения галита продуктивных пластов в районах влияния скважин, где проводятся ОПР. Очевидно, что более значительное изменение пористости пород, связанное с процессом рассоления коллекторов, может быть вызвано влиянием закачанных в рассматриваемые скважины пресных вод, которые не были извлечены на поверхность и сохранились в продуктивных пластах. Последнее объясняется как большими объемами этих вод, так и меньшей степенью их насыщенности по галиту и, соответственно, большей агрессивностью по отношению к данному минералу.

В целях оценки массы растворенного галита в водах, закачанных на различных циклах в рассматриваемые скважины и оставшихся в продуктивных пластах, вначале из объемов закачанных вод вычитались объемы этих вод, поступивших за это же время в скважины из продуктивных пластов совместно с нефтью. Для этого нужно было от объемов попутных вод вычесть объемы подливаемых технологических вод и перемножить полученную разницу на коэффициент X . Таким образом мы получим объемы добытых рассолов выщелачивания (без учета извлеченных пластовых рассолов). Что-

Таблица 3 – Оценка объемов растворенного в продуктивных пластах и вынесенного с попутными водами галита в процессе проведения ОПР на скважинах Березинского месторождения нефти

Скважина	Этап	$Q_{\text{зак}}, \text{ м}^3$	$Q_{\text{тех.обр}}, \text{ м}^3$	$Q_{\text{поп}}, \text{ м}^3$	$Q_{\text{поп}} - Q_{\text{тех.обр}}, \text{ м}^3$	$\text{NaCl}_{\text{изб}}, \text{ т/м}^3$	$\text{mNaCl}_{\text{извл}}, \text{ т}$	$V \text{ NaCl}_{\text{изб}}, \text{ м}^3$
17	I	800	293	781	488	0,237	115,7	53,8
	II	2000	253	441	188	0,251	47,2	21,9
	III	3059	544	396		0,246		
	IV	2624				0,243		
17 Итого		8483	1090	1618	676			75,7
21	I	1020	102	193	91	0,29	26,4	12,3
	II	2101	140	235	95	0,255	24,2	11,3
	III	3069	434	496	62	0,246	15,3	7,1
	IV	3008				0,255		
21 Итого		9198	676	924	248			30,7
3	I	1090	147	599	452	0,051	23,1	10,7
	II	2042	492	1218	726	0,051	37	17,2
	III	2485						
3 Итого		5617	639	1817	1178			27,9
7	I	1001	138	194	56	0,177	9,9	4,6
	II	2049	270	965	695	0,101	70,2	32,6
	III	2510	220	1250	1030	0,182	187,5	87,2
7 Итого		5560	628	2409	1781			124,4

бы определить объем закачанных вод, оставшихся в продуктивных пластах, полученные объемы добытых вод следует вычесть из общих объемов закачки за каждый этап. Производство объемов оставшихся в залежи вод и величины растворимости в них данного минерала позволяет оценить массу, а с учетом плотности галита и объем растворившихся в них галитовых включений. Учитывая, что закачанные пресные воды из водозабора Якимова Слобода длительное время находились в контакте с вторичным галитом продуктивных пластов и перемещались по засоленному коллектору, можно с уверенностью полагать, что они к настоящему времени должны оказаться близкими к насыщению по данному минералу. Последнее подтверждается тем, что на всех этих скважинах проводятся технологические обработки путем подлива значительных объемов пресных вод для предупреждения солеотложений. Учитывая максимальные плотности попутно добываемых вод в рассматриваемых скважинах (1,20–1,23 г/см³), за величину избыточной концентрации хлорида натрия в этих водах можно принять величину предельной растворимости NaCl в пресных водах.

Проведенные таким образом расчеты показывают, что за время ведения ОПР в зоне действия рассматриваемых скважин в оставшихся в продуктивных пластах пресных водах могло раствориться от 1338,3 м³ (скв. 17) до 652,2 м³ (скв. 7) галитовых включений трещин, пор и каверн продуктивных

отложений (табл. 4). Суммарное же увеличение объема сети фильтрационных каналов за счет растворения вторичного галита разными скважинами оценивается в пределах от 1369,0 до 776,6 м³. Учитывая названные объемы и высокую степень засоления межсоловых пород Березинского месторождения [18] можно утверждать, что рассоленую поверглась лишь небольшая часть продуктивных коллекторов в районах проведения ОПР, при этом наиболее активно этот процесс проявился в призабойных зонах рассматриваемых скважин, а удаленные участки остаются практически не отмытыми от галитовых включений.

Результаты проведенного ранее моделирования по скв. 17 Березинского месторождения показывали, что увеличение проницаемости продуктивных отложений в зоне обводнения и размеров этой зоны в плане будет сопровождаться значительным ростом дебита по нефти и суммарного объема добытой нефти. Предполагалось, что технологический и экономический эффекты будут достигнуты за счет быстрого восстановления энергии пласта и увеличения его проницаемости, вызванного растворением катагенетического галита и выносом продуктов его растворения с продукцией скважины [2]. Однако результаты проводимых ОПР на скв. 17 и приводимые в статье результаты гидрохимических исследований показали, что скорости и объемы рассоления коллекторов вблизи этой скважины оказались более низкими, восстановления

Таблица 4 – Оценка объемов растворенного галита водами, закачанными в скважины 3, 7, 17, 21 Березинского месторождения нефти, оставшимися в продуктивных пластах

Скважина	Этап	Q _{зак.} , М ³	Q _{тех.обр.} , М ³	Q _{лоп.} , М ³	Q _{лоп.-Q_{тех.обр.}} , М ³	X	Q _{лоп.зак.} , М ³	Q _{зак.ост.} , М ³	m NaCl _{раств.} , Т	V NaCl _{раств.} , М ³
17	I	800	293	781	488	0,75	366	434	138,9	64,6
	II	2000	253	441	188	0,79	149	1851	592,3	275,5
	III	3059	544	396		0,77		3059	752,5	349,9
	IV	2624						2624	637,6	296,6
17 Итого		8483	1090	1618	676		515			986,6
21	I	1020	102	193	91	0,9	82	938	300,2	139,6
	II	2101	140	235	95	0,8	76	2025	648	301,4
	III	3069	434	496	62	0,77	48	3021	743,2	345,7
	IV	3008						3008		
21 Итого		9198	676	924	248		206			786,7
3	I	1090	147	599	452	0,22	99	991	317,1	147,5
	II	2042	492	1218	726	0,22	160	1882	602,2	280,1
	III	2485						2485	795,2	369,9
3 Итого		5617	639	1817	1178		259			797,5
7	I	1001	138	194	56	0,74	41	960	307,2	142,9
	II	2049	270	965	695	0,51	354	1695	542,4	252,3
	III	2510	220	1250	1030	0,76	783	1727	552,6	257
7 Итого		5560	628	2409	1781		1178			652,2

активной гидродинамической связи с законтурной областью еще не прослеживается. Это свидетельствует о необходимости корректировки существующих моделей с учетом приводимых материалов.

Несмотря на выше сказанное следует отметить, что в процессе проведения ОПР по рассолению продуктивных коллекторов на скв. 17, 21, 3 и 7 Березинского месторождения в пределах зоны их влияния произошло заметное изменение фильтрационно-емкостных свойств пород, что подтверждается результатами гидродинамических исследований в скважинах, повышением приемистости скважин с каждым последующим этапом ОПР, ростом дебита скважин по нефти и по жидкости [1; 7; 10; 11]. В настоящее время технология ОПР по рассолению коллекторов начала внедряться на скв. 42 Северо-Березинского месторождения нефти, планируется дальнейшее тиражирование полученного положительного опыта на скважинах других месторождений Беларуси. Используя предложенные в данной статье методические подходы обработки гидрохимических данных можно вести оперативный контроль изменения объема сети фильтрационных каналов, а результаты его проведения необходимо учитывать при усовершенствовании применяемой технологии проводимых ОПР с целью улучшения основных показателей разработки отдельных участков Березинского и других месторождений, характеризующихся высокой степенью засоленности продуктивных резервуаров.

Авторы полагают, что при накоплении первичных материалов, сопоставление результатов расчета произошедших объемных изменений системы фильтрационных каналов в нефтенасыщенных пластах за время между проводимыми гидродинамическими исследованиями в скважинах с полученными по результатам ГДИС значениями гидропроводности и проницаемости пластов может привести к установлению достаточно четкой зависимости между данными параметрами. Это позволит более основательно изучить влияние рассоления коллекторов на их фильтрационные свойства и использовать полученные зависимости для моделирования особенностей изменения ФЕС в процессе эксплуатации обводненных скважин и залежей нефти с засоленными коллекторами, разрабатываемыми с применением для ППД и вытеснения нефти вод пониженной минерализации (не насыщенных по хлоридам натрия). При использовании, для гидродинамических расчетов, результатов, проведенных российскими и белорусскими нефтяниками подобных исследований в лабораторных условиях на засоленных кернах

из нефтегазовых месторождений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и Припятской нефтегазоносной области не учитывается влияния масштабных эффектов, которые при переходе к продуктивным пластам могут оказаться весьма значительными [3]. Поэтому результаты впервые проводящихся на скважинах Березинского месторождения ОПР по рассолению коллекторов имеют не только технологическое значение для развития данного направления интенсификации добычи нефти и повышения коэффициента нефтеизвлечения в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», но и представляют значительный теоретический и прикладной интерес для всех нефтедобывающих регионов, залежи нефти в которых связаны с засоленными коллекторами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время на четырех скважинах Березинского месторождения проводятся ОПР по внедрению технологии рассоления коллекторов с целью интенсификации работы этих скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Суть технологии заключается в том, что скважина, вскрывшая засоленный нефтенасыщенный коллектор, переводится на циклический режим работы. Каждый цикл включает этапы закачки в пласт пресной или слабоминерализованной воды, закрытия скважины на время растворения галита, содержащегося в пласте, и последующего отбора жидкости из пласта через эту же скважину. Практическое внедрение этой технологии предполагает ведение контроля за объемами растворившихся вторичных галитовых включений и расширением системы фильтрационных каналов. С этой целью на объектах ОПР проводится гидрохимический мониторинг, позволивший накопить большое количество данных по плотностям и химическому составу попутно добываемых с нефтью вод. Однако полученные гидрохимические данные детально не анализировались и не использовались для оценки особенностей рассоления коллекторов в процессе проведения анализируемых работ, так как это было сложно выполнить по существующим методическим разработкам. Последнее связано со сложившейся технологией проведения работ и прежде всего использованием при проведении ОПР на скв. 17 и 21 одних и тех же пресных вод из водозабора Якимова Слобода не только для закачки в продуктивные пласты для рассоления коллекторов, но и для предупреждения солеотложений (подливы в скважины). В попутно добываемых водах из скв. 3

и 7 кроме того присутствуют еще и пресные воды, закачанные в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления в залежах нефти II и III блоков месторождения.

В результате проведенных исследований впервые установлена характерная особенность изменения плотности попутных вод в процессе проведения ОПР, связанная с периодическими подливами пресных вод в скважины с целью предупреждения отложения хлоридных солей. Показано, что после проведения технологических обработок скважин отмечается резкий рост плотности попутных вод с последующей стабилизацией на значениях 1,20–1,23 г/см³. Такое поведение рассматриваемого параметра связано с постоянно снижающейся долей подливаемой пресной воды в попутно добываемых водах, которая затем начинает снижаться более медленно, а затем попутно с нефтью из продуктивных пластов начинают поступать насыщенные по галиту рассолы выщелачивания с небольшой долей пластовых вод. Установленный механизм формирования состава вод, добываемых совместно с нефтью при проведении опытно-промысловых работ, включающих технологические обработки скважин, позволил авторам обосновать особенности использования компьютерной программы Галит-1т для решения поставленной задачи.

Результаты проведенных расчетов свидетельствуют о небольших объемах вынесенного с попутными водами хлорида натрия. Минимальные объемы растворенного в продуктивных пластах галита вынесены скважиной 3 (около 28 м³), а максимальные – скв. 7 (около 124 м³). Следует отметить, что приводимые цифры не могут в полной мере характеризовать дополнительные объемы сформировавшихся фильтрационных каналов за счет растворения галита продуктивных пластов в

районах влияния скважин, где проводятся опытно-промысловые работы, так как попутно с нефтью из скважин отобрана относительно небольшая доля закачанной в скважины воды. Существенно большие объемы этих вод остались в продуктивных пластах. В таком случае становится очевидным, что более значительное изменение пористости пород, связанное с процессом рассоления коллекторов, может быть вызвано влиянием закачанных в рассматриваемые скважины пресных вод, которые не были извлечены на поверхность и сохранились в продуктивных пластах. Последнее объясняется как большими объемами этих вод, так и меньшей степенью их насыщенности по галиту и соответственно большей агрессивностью по отношению к данному минералу. Проведенные расчеты показывают, что за время ведения ОПР в зоне действия рассматриваемых скважин в этих водах могло раствориться от 1338,3 м³ (скв. 17) до 652,2 м³ (скв. 7) галитовых включений трещин, пор и каверн продуктивных отложений. Суммарное же увеличение объема сети фильтрационных каналов за счет растворения вторичного галита разными скважинами оценивается в пределах от 1369,0 до 776,6 м³.

Учитывая вышеназванные объемы и высокую степень засоления межсоловых пород Березинского месторождения можно утверждать, что рассолению подверглась лишь небольшая часть продуктивных коллекторов в районах проведения ОПР. Несмотря на это в пределах зоны влияния скважин на которых проводятся эти работы произошло заметное изменение фильтрационных свойств пород, что подтверждается результатами гидродинамических исследований в скважинах, повышением приемистости скважин с каждым последующим этапом ОПР, ростом дебита скважин по нефти и по жидкости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Будник, Н. И. Результаты внедрения технологии увеличения нефтеотдачи засоленных пород-коллекторов на Березинском нефтяном месторождении (Припятский прогиб) / Н. И. Будник. – Минск : Труды БГТУ, 2020. – С. 54–58.
2. Влияние галитовой минерализации на разработку Березинского месторождения нефти в Припятском прогибе / В. Г. Жогло [и др.] // Природные ресурсы. – 2015. – № 1. – С. 1–15.
3. Галкин, М. В. Изучение коллекторских свойств порово-каверновых карбонатных коллекторов Восточной Сибири разномасштабными методами (керна, ГИС, ГДИС) / М. В. Галкин, Т. Ф. Соколова, П. С. Куляпин // XXI Губкинские чтения : тезисы докладов. Секция 3. – Москва : РГУНГ им. И. М. Губкина, 2016. – С. 28–33.
4. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В. В. Муляк [и др.]. – Москва : ГЕОС, 2007. – 245 с.
5. Жогло, В. Г. Геологическое обоснование технологии разработки залежей нефти в засоленных низкопроницаемых коллекторах / В. Г. Жогло // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 14–21.

6. **Исследование** процессов рассоления галита в породах-коллекторах Ново-Березинского нефтяного месторождения Республики Беларусь / А. А. Тишков [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 2. – С. 78–85.

7. **К проблеме** разработки залежей нефти в засоленных коллекторах (на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба и Сибирской платформы / П. П. Повжик [и др.] // Литасфера. – 2018. – № 1 (48). – С. 3–14.

8. **Мухитдинов, Ш. В.** Методические особенности петрофизического изучения засоленных терригенных пород нефтегазовых месторождений Чонской группы / Ш. В. Мухитдинов, В. С. Воробьев // ПРОнефть. – 2017. – № 1. – С. 32–37.

9. **Особенности** фильтрационного течения через нестационарные дисперсные среды, представленные засоленными терригенными породами-коллекторами / Б. А. Григорьев [и др.] // Вести газовой науки. – 2014. – № 2. – С. 90–97.

10. **Повжик, П. П.** Влияние процесса рассоления пород на выработку остаточных запасов нефти из засоленных пород-коллекторов Припятского прогиба / П. П. Повжик, Н. И. Будник // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. БелНИПИнефть. – Минск : Экоперспектива, 2017. – Вып. 9. – С. 110–117.

11. **Повжик, П. П.** Внедрение методики по применению адресных технологий разработки труднозвлекаемых запасов – путь к увеличению ресурсной базы РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» / П. П. Повжик, А. Н. Цыбранков, А. П. Стельмашок // Нефтяник полесья. – 2018. – № 2 (34). – С. 76–85.

12. **Порошин, В. Д.** Гидрогеохимическая оценка масштабов катагенетического галитообразования в отложениях соленосных осадочно-породных бассейнов и ее практическое значение / В. Д. Порошин // ДАН Беларуси. – 1996. – Т. 40, № 6. – С. 100–104.

13. **Порошин, В. Д.** Изменение емкостных и фильтрационных свойств пород коллекторов в процессе разработки нефтяных месторождений Беларуси / В. Д. Порошин // Геология нефти и газа. – 1996. – № 9. – С. 43–48.

14. **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.

15. **Порошина, С. Л.** К вопросу представительности данных о химическом составе попутных вод нефтяных месторождений Беларуси и методических приемах их обработки (интерпретации) / С. Л. Порошина // Литасфера. – 2021. – № 1 (54). – С. 58–70.

16. **Решение** научных проблем при подсчете запасов углеводородов Чайндинского нефтегазоконденсатного месторождения / Е. Е. Поляков [и др.] // Вести газовой науки. – 2017. – № 3 (31). – С. 172–186.

17. **Способ** повышения проницаемости засоленного низкопроницаемого нефтяного пласта: пат. 2538549 Российская Федерация МПК E21B 43/00, E 21B 43/22 / В. Г. Жогло [и др.]. – Оpubл. 10.01.2015. – 9 с.

18. **Тюменцев, В. Л.** Особенности засоления межсолевых отложений Березинской площади / В. Л. Тюменцев, А. И. Каротаев // Докл. АН БССР. – 1980. – Т. XXIV, № 9. – С. 480–483.

19. **Численные** исследования процессов рассоления при заводнении засоленных коллекторов пресной водой / В. А. Гринченко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 85–89.

20. **Grimus, S. I.** Comprehensive Studies of the Salinized Reservoir Rocks to Expand the Resource Base of the Hydrocarbons in Pripyat Trough / S. I. Grimus, E. A. Kalejchik, A. V. Soshenko // Society of Petroleum Engineers. SPE-201913-MS. – 2020.

21. **Poroshin, V. D.** Hydrochemical control of oil pool development (illustrated with Belarusian oil fields). Part III / V. D. Poroshin, V. V. Mulyak, V. P. Khainak // Indian journal of petroleum geology. – 2003. – Vol. 12, № 2 (December). – P. 1–6.

Статья поступила в редакцию 24.03.2022

Рецензент В.Г. Жогло

АЦЭНКА ЗМЯНЕННЯ АБ'ЁМУ СЕТКІ ФІЛЬТРАЦЫЙНЫХ КАНАЛАЎ ПРЫ ПРАВЯДЗЕННІ ДОСВЕДНА-ПРАМЫСЛОВЫХ ПРАЦ ПА РАСАЛЕННІ ПРАДУКТЫЎНЫХ КАЛЕКТАРАЎ НА СВДРАВІНАХ БЯРЭЗІНСКАГА РАДОВІШЧА НАФТЫ Ў ПРЫПЯЦКІМ ПРАГІНЕ

В.Д. Парошын, С.Л. Парошына

Гомельскі дзяржаўны тэхнічны ўніверсітэт імя П.В.Сухого
пр. Кастрычніка, 48, 246746, Гомель, Беларусь
E-mail: poroshin-52@mail.ru

Упершыню з выкарыстаннем гідрахімічных даных колькасца ацэнена змяненне аб'ёму сеткі фільтрацыйных каналаў пры правядзенні доследна-прамысловых работ па расаленні прадуктыўных пародкалектараў і павышэнні нафтааддачы на свідравінах 3, 7, 17 і 21 Бярэзінскага нафтавага радовішча. Праведзеныя па распрацаваных аўтарамі метадыках разлікі паказваюць, што сумарнае павелічэнне аб'ёму сеткі фільтрацыйных каналаў за кошт растварэння другаснага галіта рознымі свідравінамі вагаецца ў межах ад 1369,0 м³ па свідравіне 17 да 776,6 м³ па свідравіне 7. Улічваючы высокую ступень засланення межсолевых, што расаленню зрынулася толькі невялікая частка прадуктыўных калектараў пераважна ў прызабойных зонах свідравін. Нягледзячы на гэта ў межах зоны ўплыву разгляданых свідравін адбылася прыкметная змена фільтрацыйных уласцівасцей парод, што пацвярджаецца вынікамі гідрадынамічных даследаванняў у свідравінах, падвышэннем іх прыёмістасці з кожным наступным цыклам доследна-прамысловых прац, ростам дэбітаў свідравін па нафце і па вадкасці.

EVALUATION OF CHANGE IN THE VOLUME OF THE FLOW MATRIX VOLUME DURING PILOT WORK ON THE DESALINIZATION OF PRODUCTIVE RESERVOIRS AT THE WELLS OF THE BEREZINSKOE OIL FIELD IN THE PRIPYAT TROUGH

V.D. Poroshin, S.L. Poroshina

Gomel State Technical University named after P.O. Sukhoi
48 Oktyabrya Avenue, 246746, Gomel, Belarus
E-mail: poroshin-52@mail.ru

For the first time, using hydrochemical data, a quantitative assessment of the change in flow matrix volume was carried out during experimental fieldwork on desalinization of productive reservoir rocks and enhanced oil recovery at wells 3, 7, 17 and 21 of the Berezinsky oil field. The calculations carried out according to the author's methods show that the total increase in the flow matrix volume due to the dissolution of secondary halite in different wells ranges from 1369.0 m³ (well 17) to 776.6 m³ (well 7). Taking into account the large scale of salinisation of inter-salt rocks of the Berezinsky field, it can be argued that only a small part of the productive reservoir rocks, mainly in the bottomhole zones of wells, was subjected to desalinization. Despite this, there was a noticeable change in the poroperm properties of rocks within the zone of influence of the considerate wells, which is confirmed by the results of hydrodynamic well survey, by increase in their injectivity with each subsequent cycle of field trial and by production enhancement of oil and liquid.