

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНОГО ОБОСНОВАНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ УСЛОВИЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА И ПЕРВЫЙ ОПЫТ ПРОМЫШЛЕННОГО ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДА

### MAIN RESULTS OF THE WATER AND GAS INFLUENCE LABORATORY JUSTIFICATION FOR DEVELOPMENT CONDITIONS OF BASHKORTOSTAN FIELDS AND THE FIRST EXPERIENCE OF INDUSTRIAL IMPLEMENTATION OF METHOD



**Якименко Г.Х.**

Главный специалист по повышению нефтеотдачи пластов, НИПИ НГ, к.т.н.

**G.Kh. Yakimenko**

Main expert in the increase of layer oil recovery, DSc, NIPI of oil and gas



**Назмиев И.М.**

Главный геолог НГДУ «Чекмагушнефть», к.г.-м.н.

**I.M. Nazmiyev**

Main geologist, Oil-and-gas production department "Chekmagushneft", DSc

В статье представлены основные результаты лабораторных исследований по обоснованию водогазового воздействия для условий разработки ряда месторождений ОАО «АНК «Башнефть». В Башкортостане первый промышленный эксперимент по внедрению водогазового воздействия организован на опытном участке Илишевского месторождения (бобриковский горизонт), показана эффективность проводимых работ.

Main results of water and gas justification laboratory research for the development conditions of a number of fields of the Oil Company "Bashneft OJSC" are considered in the article. In Bashkortostan the first industrial experiment on water and gas influence implementation is organized on the trial plot of Ilishevskiy field (bobrikovskiy horizon), efficiency of the works carried out is given.

Газовое и водогазовое воздействие (ВГВ) на пласт является одним из эффективных направлений повышения нефтеотдачи пластов. При его осуществлении происходит процесс массообмена между пластовыми флюидами, газ растворяется в пластовой нефти, что приводит к увеличению ее подвижности. Также при движении газ проникает в наиболее проницаемые пропластки, изменяя направления фильтрационных потоков, в результате увеличивается коэффициент охвата пласта воздействием. Дополнительно решается задача утилизации излишков попутно добываемого газа, сжигаемого на факелах, тем самым улучшается экологическая обстановка в районе разработки месторождения. Вопрос использования добываемого вместе с нефтью попутного газа остается актуальным.

По способу нагнетания технологии ВГВ подразделяются на последовательную, попеременную и совместную закачку. При последовательной закачке предполагают начало закачивания воды после длительного нагнетания газа, при попеременной – происходит закачка в пласт вытесняющих агентов один за другим, но при этом объем оторочек каждого из них в пластовых условиях не должен превышать 10% от начального нефтенасыщенного порового объема дренируемой области пласта. Совместная закачка газа и воды осуществляется в пласт одновременно, образуя в результате водогазовую смесь. Известны различные по оформлению технологические схемы закачки воды, газа и водогазовой смеси. Выбор схемы реализации технологии зависит от источника газа.

Параметры	Арланское месторождение, каширо-подольские отложения		Югомашевское месторождение, башкирский ярус		Метелинское месторождение, башкирский ярус		Петропавловское месторождение, турнейский ярус	
	Пластовая нефть	Рекомбинированная проба нефти	Пластовая нефть	Рекомбинированная проба нефти	Пластовая нефть	Рекомбинированная проба нефти	Пластовая нефть	Рекомбинированная проба нефти
Пластовое давление, МПа	10	10	10	10	13	13	13	13
Пластовая температура, °С	22	22	22	22	23	23	28	28
Давление насыщения, МПа	1,03-2,8	1,45	3,6-6,5	4,2	5,4	5,6	3,8-6,7	4,3
Плотность при Рпл, г/см <sup>3</sup>	0,860-0,879	0,872	0,844-0,879	0,875	0,876	0,875	0,833-0,858	0,839
Вязкость при Рпл., мПа·с	9,0-10,4	10,2	10,3-16,3	11	11,75	11,2	3,8-8,3	6,15
Объемный коэффициент, доли ед.	1,02-1,06	1,06	1,03-1,08	1,05	1,11	1,115	1,04-1,08	1,08
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	10,0-19,0	10,2	12,5-28,0	21,3	48,5	51	14,8-29,8	18,6

Таблица 1.

Физические свойства рекомбинированных и пластовых проб нефти карбонатных коллекторов

Параметры	Илишевское месторождение, бобриковский горизонт		Ильинское месторождение, Лобовская площадь, пласт DI		Искринское месторождение, пласт DI	
	Пластовая нефть	Рекомбинированная проба нефти	Пластовая нефть	Рекомбинированная проба нефти	Пластовая нефть	Рекомбинированная проба нефти
Пластовое давление, МПа	12,5	12,5	25	25	25	25
Пластовая температура, °С	24	24	44	44	44	44
Давление насыщения, МПа	2,6-6,0	4,5	11,7-12,1	11,5-11,9	4,7-7,5	7
Плотность при Рпл., г/см <sup>3</sup>	0,851-0,866	0,852	0,808-0,803	0,804-0,806	0,827-0,830	0,83
Вязкость при Рпл., мПа·с	7,39-8,22	7,64	3,02-2,91	2,90-3,01	4,1-4,3	4,24
Объемный коэфф-т, доли ед.	1,038-1,061	1,047	-	-	-	-
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	13,0-25,5	18,1	80,7-82,1	80,0-83,0	44,0-48,0	46

Таблица 2.

Физические свойства рекомбинированных и пластовых проб нефти терригенных коллекторов

Месторождение, объект	Параметры	Исходная нефть	Содержание газа в смеси, %		
			20	40	60
Арланское, Вятская площадь, каширо-подольские отложения	Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,872	0,852	0,834	0,824
	Вязкость, мПа·с	10,2	7,7	5,9	4,5
	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	10,2	33,5	45,5	53,3
	Объемный коэффициент, доли ед.	1,06	1,13	1,16	1,18
Югомашевское, башкирский ярус	Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,875	0,861	0,847	0,836
	Вязкость, мПа·с	11	8,7	7,2	6
	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	21,3	41	55,5	66,5
	Объемный коэффициент, доли ед.	1,05	1,13	1,17	1,19
Метелинское, башкирский ярус	Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,875	0,831	0,821	0,814
	Вязкость, мПа·с	11,18	7,25	5,8	5,2
	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	51	80,4	87,5	91
	Объемный коэффициент, доли ед.	1,11	1,16	1,18	1,19
Искринское, пласт D1	Вязкость, мПа·с	4,24	2,85	2,08	2,43
	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	46	83	88,5	78
	Объемный коэффициент, доли ед.	1,06	1,2	1,27	1,29
Илишевское, бобриковский горизонт	Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,825	0,822	0,813	0,807
	Вязкость, мПа·с	7,64	5,42	4,06	2,89
	Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	18,1	45,5	63,7	78
	Объемный коэффициент, доли ед.	1,047	1,126	1,192	1,23

**Таблица 3.**  
Изменение физических параметров нефти при растворении в ней углеводородного газа

В отрасли реализуются четыре промышленных проекта водогазового воздействия, один из них – в ОАО «АНК «Башнефть». Выполненные работы под руководством Г.Н. Пиякова (НПО «Союзнефтеотдача, БашНИПИнефть») по обоснованию газового и водогазового воздействия позволили решить ряд вопросов, связанных с экспериментальным и теоретическим прогнозированием проведения процесса и его оптимизацией. Для обоснования применения ВГВ проведен комплекс лабораторных исследований с использованием ядерного материала месторождений с различными геолого-физическими характеристиками: каширо-подольские отложения Вятской площади Арланского месторождения, башкирский ярус Югомашевского и Метелинского месторождений, бобриковский горизонт Кадыровской площади Илишевского месторождения, терригенная толща девона Лобовской площади Ильинского и Искринского месторождений [1-3].

Для воспроизведения реальных условий изучаемого объекта разработки и процессов, происходящих в пористой среде при закачке воды и газа, в лабораторных опытах использовались рекомбинированные пробы нефти и газа, которые по своим физическим свойствам не отличаются от пластовых условий (таблицы 1, 2).

Исследовались системы (нефть + газ), где количество газа составляло 20, 40 и 60% от исследуемого объема смеси. Установлено, что при растворении углеводородного газа в нефти для всех исследуемых объектов месторождений плотность и вязкость уменьшаются, а объемный коэффициент и газосодержание увеличиваются (таблица 3).

Лабораторные исследования по оценке эффективности водогазового воздействия для изучаемых объектов разработки представлены в таблице 4. Сначала определялись параметры вытеснения нефти водой, а затем при закачивании воды и газа. Для каширо-подольских отложений Арлан-

Месторождение, горизонт	Коллектор	Вязкость рекомбинированной пробы нефти, мПа·с	Технология закачивания ВГС	Параметры модели пласта		Коэффициент вытеснения нефти			Остаточная нефтенасыщенность, %		Прирост коэффициента вытеснения, %
				Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Начальная нефтенасыщенность %	водой	газом	при ВГВ	при заводнении	при ВГВ	
Арланское, каширо-подольские отложения	карбонатный	10,2	совместная	0,048	76,3	0,584	–	0,674	31,8	25	9
			совместная	0,048	76,4	–	–	0,7	–	23	11,6
Метелинское, башкирский ярус	карбонатный	11,2	совместная	объемная модель: 0,093/0,034	73,2/73,9	–	–	0,630/0,531	–	27,1/34,7	16,0/6,6
Югомашевское, башкирский ярус	карбонатный	11	совместная	0,069	79,2	0,555	–	0,647	35,2	27,9	9,2
			совместная	0,069	79,5	–	–	0,66	–	26,8	10,5
Илишевское, бобриковский горизонт	терригенный	8,8	совместная	объемная модель: 1,042/0,380	87,49	0,6	–	0,64	35,4	31,6	6
Ильинское, Лобовская площадь, DI	терригенный	4,6	попеременная	0,285	83,2	0,57	–	0,643	35,7	29,7	7,3
			попеременная	0,112	81,8	0,57	–	0,645	35	30,3	7,5
			попеременная	0,066	80,7	0,45	–	0,547	44,1	36,6	9,7
			попеременная	0,285	83,3	–	–	0,675	–	27,5	10,5
			попеременная	0,059	78,7	0,46	–	0,665	42,6	26,3	20,5
Искринское, DI	терригенный	3,3	попеременная	0,289	84,6	0,575	–	0,642	35,9	30,8	6,7
			попеременная	0,114	81,9	0,523	–	–	39	–	–
			попеременная	0,114	82,8	0,53	–	0,624	39,2	31,75	9
			попеременная	0,07	79	0,52	–	0,64	37,7	28,3	12
			попеременная	0,289	84,5	–	–	0,715	–	24	14

**Таблица 4.**  
 Результаты лабораторных исследований по определению эффективности ВГВ

ского месторождения, башкирского яруса Югомашевского и Метелинского месторождений прирост коэффициента вытеснения нефти по сравнению с обычным заводнением составляет до 9,2%, в условиях начальной нефтенасыщенности прирост коэффициента вытеснения – от 10,5 до 16,0%.

Для условий бобриковского горизонта Илишевского месторождения, терригенной толщи девона (пласт DI) Ильинского, Искринского месторождений прирост коэффициента вытеснения в результате ВГВ составляет от 6,0 до 20,5% (по сравнению с обычным заводнением). При

Параметры	Бобриковский горизонт (пласты CVI.1, CVI.2)
1	2
Средняя глубина залегания, м	1309 – 1356
Тип залежи	Пластово-сводовый
Тип коллектора	Песчаники
Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	1843,8
Общая толщина, м	20,0
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	10,4
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,92
Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	1,675
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26
Начальное пластовое давление, МПа	13,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	4,5
Начальная пластовая температура, °С	24,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	8,8
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	1,5
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	20,4
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	856
Плотность дегазированной нефти при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	872
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	876
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	1175
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут*атм	0,218 – 10,08
Объемный коэффициент нефти при P <sub>нас</sub> , доли ед.	1,053
Содержание в нефти – серы, % (вес.)	2,2
– смол силикагелевых, % (вес.)	15,7
– парафина, % (вес.)	3,2
Запасы газа, млн.м <sup>3</sup>	39,0
Коэффициент нефтеотдачи, доли ед.	0,55

**Таблица 5.**  
Геолого-физическая характеристика опытного участка на Илишевском месторождении

попеременной закачке водогазовой смеси размер каждой оторочки не превышает 7-9% от объема нефтенасыщенных пор. Чередующаяся закачка оторочек газа и воды в пластовых условиях в одном цикле нагнетания составляет 1:1 (или объемная доля газа в одном цикле составляет 0,5 от общего объема нагнетания газа и воды в пластовых условиях). Ежегодно предполагается осуществлять несколько циклов нагнетания газа и воды: в половину нагнетательных скважин осуществляется закачка газа и одновременно в другую половину нагнетательных скважин – закачка воды, затем происходит смена закачиваемых рабочих агентов.

Первый промышленный опыт проведения ВГВ в Башкортостане осуществлен на Кадыровской площади Илишевского месторождения (бобриковский горизонт), поэтому приведем основные результаты экспериментальных работ по обоснованию ВГВ для основного объекта воздействия. При постановке опытов использовалась объемная модель пласта, представленная двумя линейными моделями: длина 1-ой модели – 51,05 см, диаметр – 2,9 см, пористость – 25,23%, проницаемость – 1,042 мкм<sup>2</sup>; длина 2-ой модели – 50,74 см, диаметр – 2,9 см, пористость – 19,25%, проницаемость – 0,380 мкм<sup>2</sup>. В объемную модель пласта с начальной нефтенасыщенностью 87,49% одновременно производилось закачивание воды и газа с общим расходом 9,62 см<sup>3</sup>/час (Q<sub>в</sub> = 6,8 см<sup>3</sup>/час, Q<sub>г</sub> = 2,82 см<sup>3</sup>/час).

В образцах песчаника, составляющих модели пласта, создавалась остаточная водонасыщенность, величина которой соответствует пластовым значениям. В качестве вытесняющих агентов использовалась вода из водозаборной скважины Илишевского месторождения и рекомбинированная проба газа, которая по компонентному составу мало отличается от свойств попутно добываемого газа. При проведении опыта соблюдались термобарические условия залежи нефти (T<sub>пл</sub>=24 °С, P<sub>пл</sub>=13 МПа), воспроизводилась постоянная скорость движения флюидов в пористой среде (285 м/год).

Получены следующие результаты по вытеснению нефти водой в объемной модели пласта. При закачке 9 поровых объемов воды и градиенте давления 0,045 МПа/м коэффициент вытеснения составил 0,6, остаточная нефтенасыщенность – 35,4%. Затем в заводненную модель пласта закачивали газ и воду. За период закачивания водогазовой смеси в количестве 1,6 объема пор коэффициент вытеснения составил 0,64, остаточная нефтенасыщенность – 31,6%. Конечный градиент давления составил 0,52 МПа/м. Таким образом, совместная закачка воды и газа при соотношении 2,4:1 в пластовых условиях способствует приросту коэффициента вытеснения на 6%.

На основании проведенных лабораторных исследований по обоснованию ВГВ разработаны следующие варианты закачки:

– последовательная закачка оторочки всего необходимого объема газа, затем - всего необходимого объема воды или наоборот;

– попеременная закачка в пласт чередующихся оторочек воды и газа малыми объемами в зависимости от ресурсов газа и технической возможности осуществления процесса в промысловых условиях;

– совместная закачка углеводородного газа и воды в определенных пропорциях.

Объектом водогазового воздействия выбраны пласты CVI.1, CVI.2 бобриковского горизонта Илишевского месторождения. Залежь представляет собой самостоятельный эксплуатационный объект, разрабатываемый нагнетанием воды в приконтурные нагнетательные скважины, использующие воду из водозаборной скважины № 312 пластов CVI.4 и CVI.5. Геолого-физическая характеристика опытного участка приводится в таблице 5.

Пласты CVI.1 и CVI.2 бобриковского горизонта сложены кварцевыми, среднезернистыми, слабосцементированными, сильноглинистыми песчаниками. Тип залежи – пластово-сводовый, ВНК принят на отметке – 1107,4 м. Средняя глубина залегания пластов CVI.1 и CVI.2 составляет 1309 м и 1356 м, соответственно.

Общая толщина пластов составляет 20,0 м. В пределах опытного участка максимальная нефтенасыщенная толщина коллектора составляет 19,2 м, средняя нефтенасыщенная толщина – 10,4 м. Содержание серы, силикагелевых смол и парафинов в среднем равны 2,2%, 15,7% и 3,2%, соответственно. Пластовая вода терригенных коллекторов характеризуется высокой степенью минерализации – 269,3 г/л, высокой плотностью – 1175 кг/м<sup>3</sup> и относится к хлоркальциевому типу.

Начальные запасы категории С1 на опытном участке: балансовые – 3667 тыс.т, извлекаемые – 1833 тыс.т, запасы газа – 39 млн.м<sup>3</sup>. На начало проведения ВГВ из продуктивных пластов опытного участка отобрано нефти 16,2% от начальных балансовых запасов.

Для нагнетания водогазовой смеси в продуктивные пласты опытного участка используется насосно-бустерная установка (НБУ), которая состоит из двух насосно-бустерных агрегатов (НБА). Предусматривается работа одного из НБА, другой находится в резерве. Схема закачки водогазовой смеси насосно-бустерным способом включает три технологических потока:

- 1) поступление попутно добываемого газа в бустерные преобразователи НБА;
- 2) поступление пластовой воды из водозаборной скважины на прием НБА;
- 3) поступление водогазовой смеси в трубопровод системы ППД.

Вода из водозаборной скважины поступает на прием НБА. При существующих объемах закачки газа и концентрации сероводорода в газе, в поток воды, поступающей на вход в НБУ, необходимо подавать 180-190 л/сут нейтрализатора сероводорода типа Калан (Дарсан), Сонцид и др. Одновременно с нейтрализатором сероводорода в поток дозируется ингибитор солеотложений в объеме 10,0 мг/л.

Попутный нефтяной газ поступает на прием бустерного преобразователя НБА по газопроводу. Водогазовая смесь после бустерного преобразователя подается в трубопровод и далее в нагнетательные скважины участка воздействия.

Расчет технологической эффективности от применения водогазового воздействия выполнен с использованием характеристик вытеснения, а также по динамикам показателей разработки опытного участка. Оценка суммарной технологической эффективности от внедрения ВГВ на Илишевском месторождении показала прирост КИН на 0,5%. На рисунках 1-4 (см. приложение) представлена динамика показателей эксплуатации некоторых скважин опытного участка, отмечается увеличение дебитов нефти, снижение обводненности добываемой продукции скважин. Для контроля за процессом внедрения ВГВ на опытном участке проведены геофизические исследования. В результате интерпретации РГД отмечается увеличение коэффициента охвата пласта воздействием в среднем на 60% по всем скважинам воздействия. Таким образом, представленные в работе результаты исследований свидетельствуют о перспективности данного метода.

На основании анализа и обобщения результатов лабораторных, промысловых исследований вытеснения нефти газом и водой и информации в литературных источниках можно сделать следующие выводы и рекомендации по выбору объектов для осуществления водогазового воздействия [1-7]:

**Физико-химические свойства и состав пластовой нефти.** Применение метода эффективно при извлечении нефти повышенной вязкости. Величина давления насыщения нефти газом должна быть ниже начального пластового на 25-50% и более.

**Пластовые условия.** Одним из наиболее благоприятных условий применения метода является наличие непроницаемых пород выше и ниже объекта воздействия.

**Мощность пласта.** При пологом залегании нефтесодержащих пород, когда вытеснение нефти происходит в основном в горизонтальном направлении, эффективность процесса повышается с уменьшением мощности пласта. Пределы эффективной нефтенасыщенной мощности, наиболее благоприятные для метода, составляют не более 20 м.

**Неоднородность пласта.** Высокая неоднородность и особенно трещиноватость снижают эффективность метода, т.е. способствуют ранним прорывам вытесняющих агентов к добывающим скважинам.

**Проницаемость коллектора.** При закачке рабочих агентов метод наиболее эффективен для пластов с проницаемостью более 0,1 мкм<sup>2</sup>.

**Наличие водонефтяных зон.** Нефтяные залежи, подстилаемые водой или имеющие обширные водонефтяные зоны, благоприятны для внедрения метода, поскольку сегрегация газа в верхнюю часть пласта усиливает процесс вытеснения нефти.

**Объект разработки.** Разбуривание и разработка залежи должны осуществляться самостоятельной сеткой скважин, особенно нагнетательных. Внедрение метода на многопластовых месторождениях, где несколько пластов разрабатываются единой сеткой скважин, сопряжено с трудностями, связанными с контролем и регулированием процесса, и поэтому он не рекомендуется.

Представленные критерии эффективного применения ВГВ требуют постоянного и оперативного уточнения и совершенствования по мере накопления дополнительной информации по данному методу.

На месторождениях ОАО «АНК «Башнефть» запланировано распространение водогазового воздействия. Выбор

опытных участков и проектирование опытно-промышленных работ по применению ВГВ завершены и рекомендованы в условиях разработки Арланского, Югомашевского, Татышлинского, Дмитриевского, Ильинского, Богатовского, Калаевского месторождений.

### Выводы

1. Проведен комплекс лабораторных исследований с целью обоснования водогазового воздействия для различных условий месторождений ОАО «АНК «Башнефть». Водогазовое воздействие в объемных моделях пласта способствует заметному приросту коэффициента вытеснения на любой стадии заводнения.

2. Первый опыт промышленного внедрения ВГВ в Башкортостане осуществляется в условиях бобриковского горизонта Илишевского месторождения. На опытном участке воздействия отмечается рост текущей добычи нефти и снижение добываемой жидкости. Выполнена оценка технологической эффективности метода, прирост КИН составил 0,5% ■

### Литература

1. Буторин О.И., Пияков Г.Н. Обобщение экспериментальных исследований по определению эффективности применения газового и водогазового воздействия на пласты // Нефтепромысловое дело. – 1995. – №8. – С. 54-59.
2. Технологическая схема опытно-промышленной разработки участка залежей бобриковского горизонта Илишевского месторождения с закачкой водогазовой смеси на основе попутно добываемого газа. Проведение промысловых испытаний. / Отчет о НИР (промежуточный) Башинионефть. Руководители: Лозин Е.В., Пияков Г.Н. и др. – Уфа: 1999. – 256 с.
3. Степанова Г.С., Михайлов Д.Н. Технология водогазового воздействия на нефтяные пласты с использованием эффекта пенообразования. / Технологии ТЭК. – 2006. – 28 т. – №3, №4.
4. Авторский надзор за проведением водогазового воздействия на Илишевском месторождении. / Отчет по договору №4155. Руководители: В.И.Васильев, Г.Х.Якименко. – Уфа: 2005. – 64 с.
5. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: «Газоил пресс», 2006. – 198с.
6. Лозин Е.В., Шувалов А.В. Доразработка нефтяных месторождений с применением газовых технологий // Вестник ЦКР Роснедра. – 2008. – №2. – С. 20-27.
7. Вашуркин А.И., Свищев М.Ф. Повышение нефтеотдачи водогазовым воздействием на пласт // Нефтепромысловое дело. – 1977. – С.23-27.

ПРИЛОЖЕНИЕ

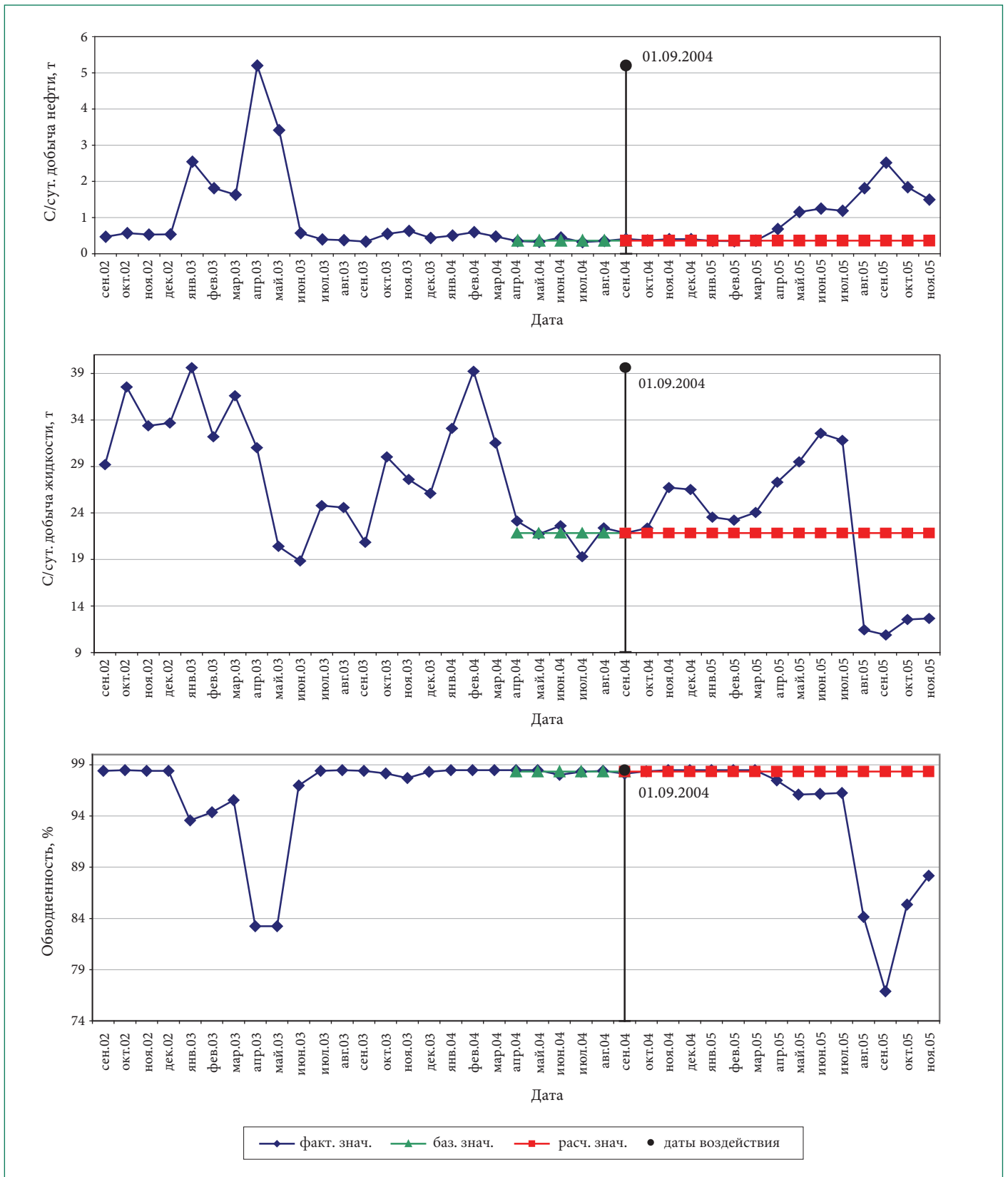


Рисунок 1. Динамика показателей эксплуатации скважины №1646, очаг №1642

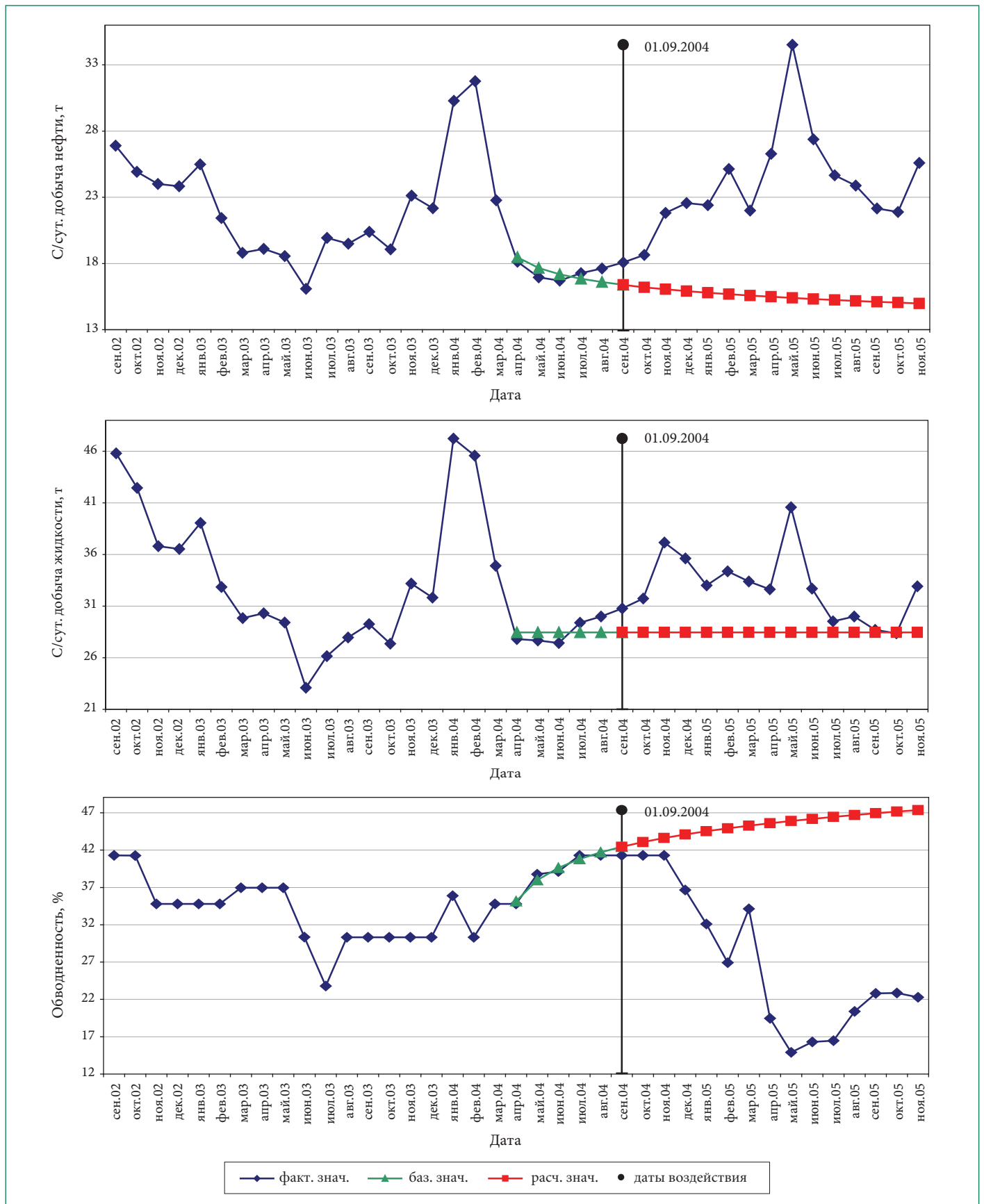


Рисунок 2. Динамика показателей эксплуатации скважины №1644, огаз №1642

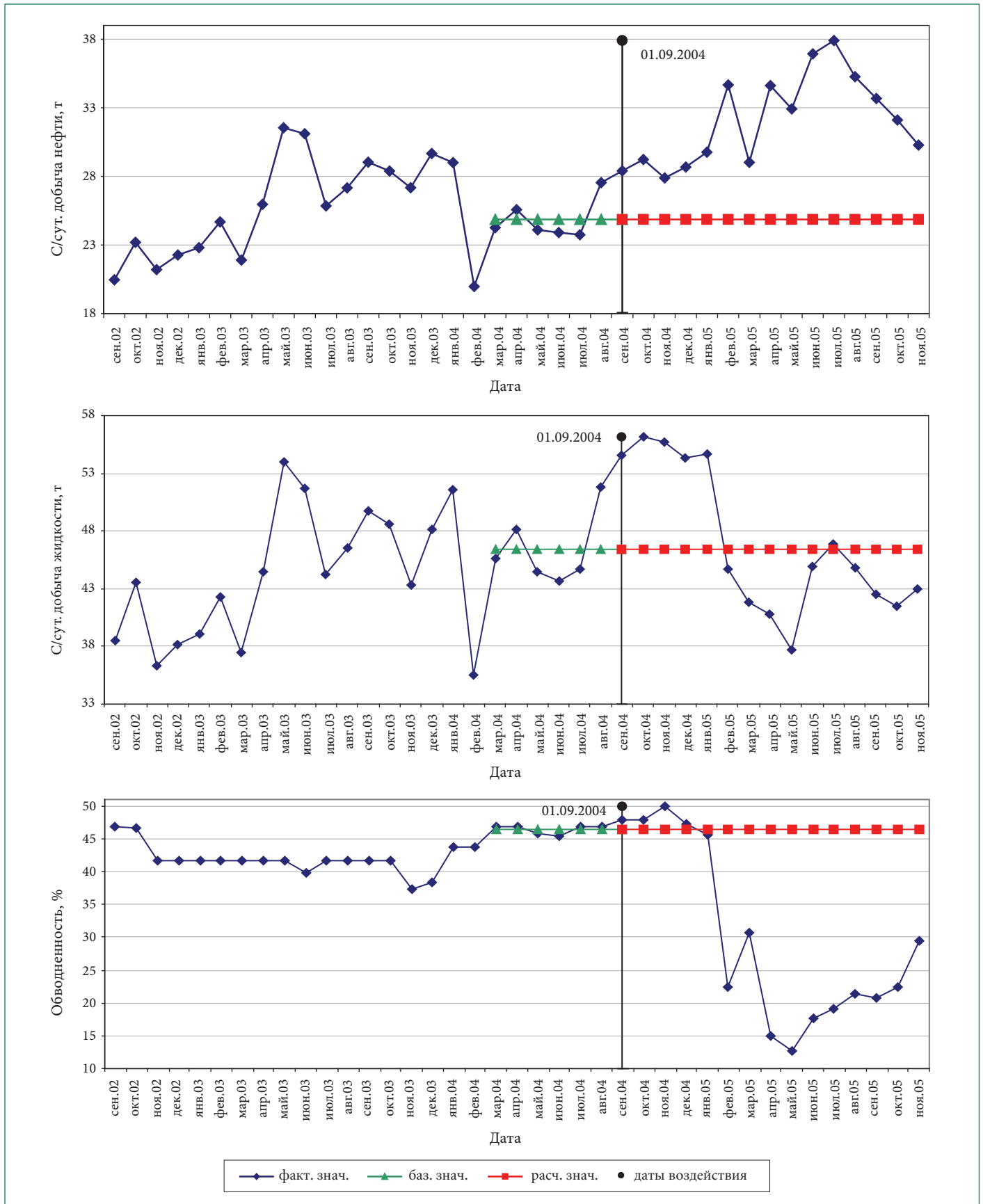


Рисунок 3.

Динамика показателей эксплуатации скважины № 1661, очаг №№ 327,1667

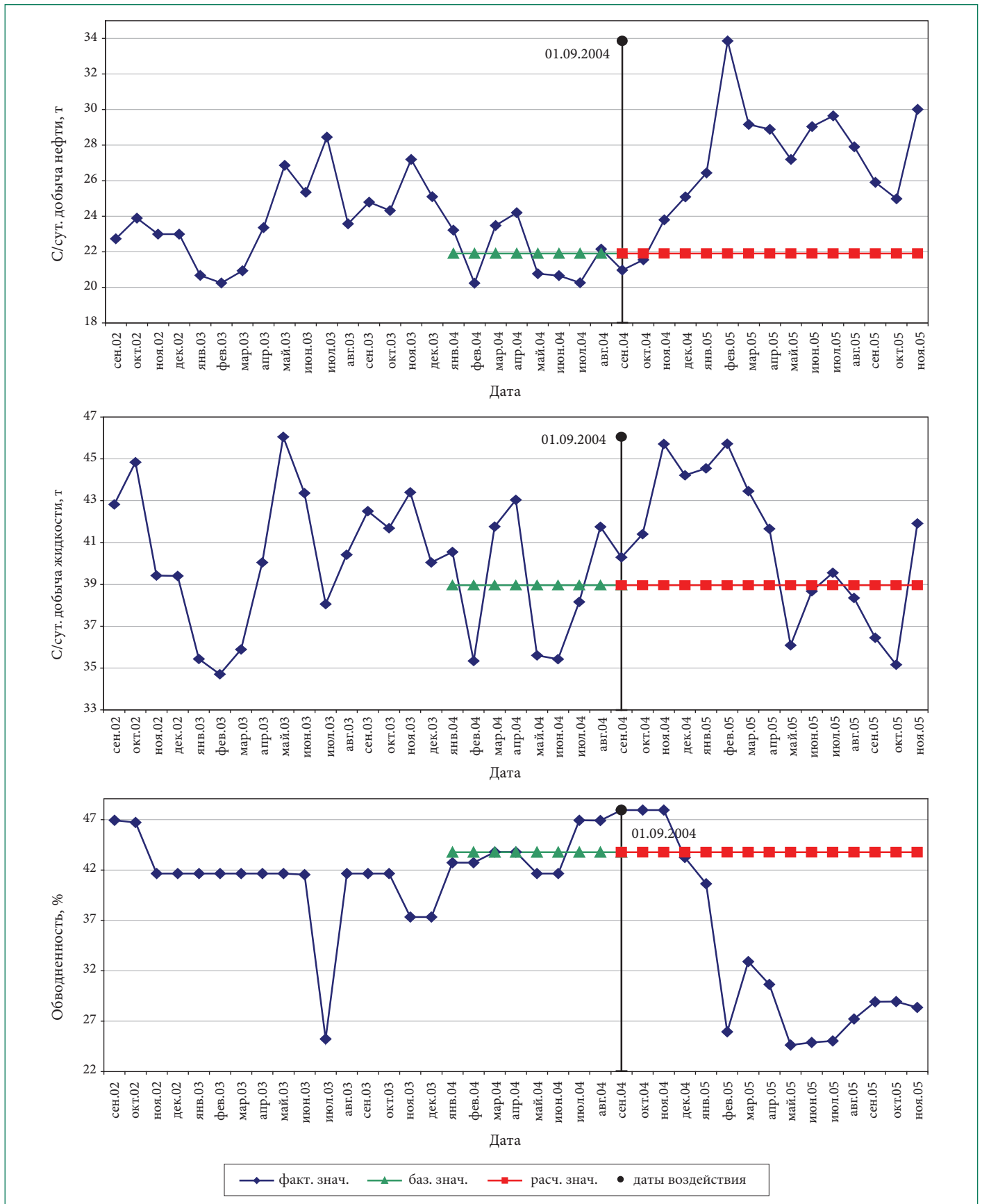


Рисунок 4. Динамика показателей эксплуатации скважины №1662, очаг №№ 327, 1667