

Бахтизин Р.Н., Фаттахов И.Г.,
Гимаев Р.Г.

Академия наук Республики
Башкортостан, г. Уфа, Российская
Федерация
филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский
государственный нефтяной
технический университет»,
г. Октябрьский, Российская
Федерация

R.N. Bakhtizin, I.G. Fattakhov,
R.G. Gimaev.

Academy of Sciences of the Republic of
Bashkortostan, Ufa,
the Russian Federation
FSBEI of HPE Ufa State Petroleum
Technological University, branch in
Oktjabrskiy city, the Russian Federation

На основе анализа промысловых данных с применением статистических инструментов устанавливается результативность работы системы нестационарного заводнения на месторождениях Волго-Уральского региона и западной Сибири. С этой целью используется коэффициент флуктуации, служащий мерой стабильности процесса протекания разработки. Исходя из полученных закономерностей, даны предложения, направленные на устойчивую работу нагнетательных скважин в сезон низких температур в моменты утвержденных, аварийных и других простоев. Приведены различные способы принятия превентивных мер замораживания устья нагнетательных скважин. По результатам проведенных исследований неизбежно возникает вопрос необходимости повсеместного мониторинга обводненности продукции скважин. Даны рекомендации касательно блокирования притока воды в добывающих скважинах как с точки зрения прогнозирования эффективности предлагаемых водоизоляционных работ и повышения их рентабельности, так и со стороны возможности внедрения новых способов по ограничению водопритока. Рассчитаны ежегодные потери добычи нефти, подтверждающие негативное влияние малых значений коэффициента флуктуации на стабильность функционирования исследуемых процессов (закачка жидкости и обводненность продукции). Предложено несколько мер, направленных на корректировку имеющихся недостатков с целью повышения добычи нефти путем ее извлечения из плохо проницаемых пропластков и снижения количества, добываемой из пласта воды.

Based on the field data analysis with the use of statistical tools unsteady water flooding productivity in the fields of the Volga-Ural region and in Western Siberia is determined. For that purpose fluctuation coefficient is used as a measure of development process stability. Based on the patterns obtained suggestions are made regarding stable operation of injection wells in the season of low temperatures at the moments of approved, emergency and other kinds of down time. Different preventive measures for injection wellhead freezing are given. On the basis of the results obtained an issue of the necessity for water cutting of well production all-round monitoring inevitably arises. Recommendations are given concerning water inflow blocking in producing wells both in relation to the suggested water shutoff treatment efficiency and profitability as well as in relation to the possibility of developing new methods for water inflow reduction. Annual losses in oil production are calculated substantiating the negative impact of the fluctuation coefficient minor values on the operation stability of the processes under investigation (fluid injection and water cutting). Several measures are suggested for correction of the deficiencies existing in order to increase oil production by its withdrawal from low-permeable partings and by reduction of water production from the formation.

Ключевые слова: нестационарное заводнение, обводненность, мониторинг, нормированные данные, коэффициент флуктуации, расчет, потери нефти.

Key words: unsteady water flooding, water cutting, monitoring, normalized data, fluctuation coefficient, calculation, oil losses.

Представленная работа выполнена с целью получения оценки эффективности работы системы нестационарного заводнения на примере месторождений Волго-Уральского региона и западной Сибири с выделением проблемных областей, требующих внимательного изучения и корректировки. Рассмотрены и проанализированы промысловые данные 10 блоков Ромашкинского месторождения, Стахановского, Майского, Тарасовского, Фестивального и Харампурского (Южный купол)

месторождений. Особенно важным является исследование состояния функционирования нестационарного заводнения на месторождениях в сезон низких температур, ниже 0 °С. Для расчетов использовалась методика вычисления коэффициента флуктуации, предложенная в работе [1], в основе которой лежат расчеты, приведенные из работ [2,3]. В основе вычислений лежат реальные промысловые данные за последние пять лет разработки, а именно Q_n и $Q_{ж}$ ($Q_{жпл}$) – дебиты по нефти и жидкости, причем по жидкости взяты данные и в пластовых условиях, B – обводненность скважинной продукции, $Q_{зак}$ – объемы закачки воды для поддержания пластового давления и $Q_{зак}/Q_{жпл}$ – компенсация отбора закачкой [4–7].

Все используемые в расчетах промысловые данные прошли процедуру нормирования. Причиной подобной первичной подготовки

Таблица 1. Коэффициенты флуктуации всех рассматриваемых месторождений

№	Месторождение	Коэффициент флуктуации ϕ					
		Q_n	$Q_{ж}$	B	$Q_{жпл}$	$Q_{зак}$	$Q_{зак}/Q_{жпл}$
1	Тарасовское	8,45	8,70	1,68	9,48	6,95	7,35
2	Фестивальное	4,29	5,81	2,21	7,47	7,35	2,47
3	Харампурское, Южный купол	3,86	12,83	2,46	13,58	6,75	6,12
4	Стахановское	11,66	8,14	1,84	6,11	2,03	2,04
5	Майское, первый период	4,36	3,85	1,81	3,93	3,35	6,26
6	Майское, второй период	3,41	6,06	2,85	6,20	1,16	11,69
7	Западно-Ленинградская площадь, блок 1	8,12	7,16	2,80	6,96	5,49	4,06
8	Западно-Ленинградская площадь, блок 2	18,98	14,59	3,21	15,9	7,4	5,8
9	Западно-Ленинградская площадь, блок 3	30,12	13,72	2,87	15,49	4,07	3,9
10	Куакбашская площадь, Залежь 1, блок 3	17,68	14,41	1,48	15,25	3,69	3,5
11	Куакбашская площадь, Залежь 1, блок 4	10,85	6,9	2,64	7,53	2,25	2,3
12	Куакбашская площадь, Залежь 1, блок 5	7,9	4,53	1,57	5,03	1,69	1,95
13	Куакбашская площадь, Залежь 15, блок 1	18,05	10,51	2,19	12,04	0,22	0,59
14	Зай-Карагайская площадь, блок 2	15,98	16,95	2,13	20,31	5,62	6,11
15	Южно-Ромашкинская площадь, блок 2	24,65	18,17	2,10	21,11	9,18	8,78
16	Южно-Ромашкинская площадь, блок 3	15,11	9,13	2,11	9,27	5,9	6,26
	Среднее значение	12,72	10,09	2,25	10,98	4,57	4,95

используемых переменных является с одной стороны необходимость соблюдения политики конфиденциальности информации нефтедобывающих компаний, с другой - удобство работы с разнопорядковыми параметрами, в частности, возможность рассмотрения в одних осях значений дебитов по нефти (величин порядка десятков и сотен т/мес.) и величин обводненности (измеряемых в долях). Отметим тот факт, что интерпретация графиков нормированных данных тождественна реальным данным.

Как было подтверждено в работах [8-10], величина коэффициента флуктуации является критерием стабильности производственного процесса и его резкое снижение указывает на необходимость регулирования состояния работ, в нашем случае величин добычи воды и обводненности. Причем за предел допустимости отвечает коэффициент флуктуации равный 10, выбор данного значения также подтверждается 20% погрешностью заложенной в нефтяной промышленности и рентабельностью выполняемых работ.

По итогам проведенных исследований рассмотрены 256 аналитических диаграмм и распределений, демонстрирующих корреляцию между промысловыми данными с явными переборами стабильности протекающих процессов в период отрицательных температур в сравнении с теплым временем года. С целью демонстрации данных закономерностей были воедино сведены все коэффициенты флуктуации для каждого рассматриваемого параметра, которые показаны в таблице 1 (рисунок 1).

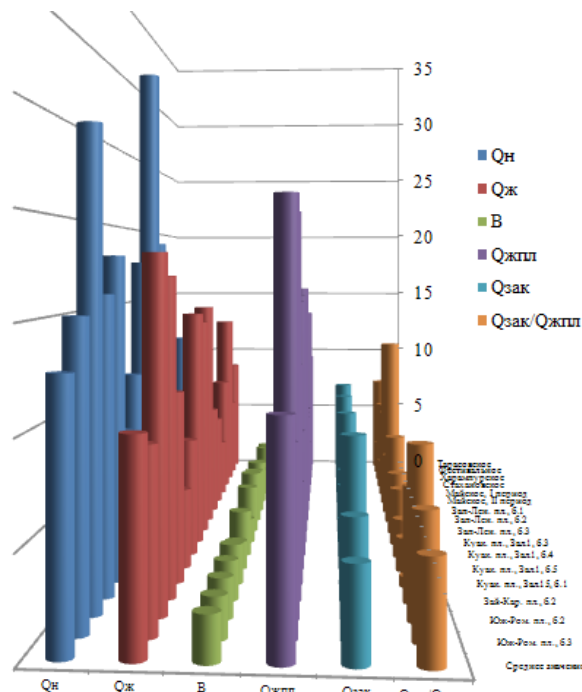


Рисунок 1. Коэффициенты флуктуации всех, рассматриваемых месторождений

Как следует из таблицы 1 (рисунок 1), наименьшие значения рассматриваемого коэффициента соответствуют обводненности добываемой продукции скважин и количеству закачиваемой воды в нагнетательные скважины, также невысокими значениями отличается и компенсация добычи водой закачкой. Значения коэффициента флуктуации менее 10 свидетельствуют о сбоях в режиме разработки. Данный параметр может характеризовать состояние системы производства. Именно благодаря ему, возможно оце-

нить степень влияния перебоев в холодный период года на показатели эксплуатации.

Из всех полученных аналитических зависимостей в статье приведены только три, по причине ограниченности объема работы. В качестве примера на рисунке 2 приведены графики закачки воды и добычи нефти по Фестивальному месторождению, эта же пара зависимости для других месторождений и блоков аналогична представленной. Как следует из рисунка 2, ежегодным снижениям закачки воды соответствуют снижения среднесуточных дебитов добычи нефти. Данная закономерность прослеживается для всех месторождений и блоков и повторяется ежегодно, с учетом случаев ввода новых блоков нагнетательных скважин, бурения боковых стволов и иных причин. На ряде графиков встречается задержка реакции на период в один месяц.

Одной из существенных причин срыва намеченного плана работ нагнетательных скважин служит замораживание устья нагнетательной скважины. Существует ряд методик по предупреждению замораживания, суть которых варьирует от применения каких-либо методов подогрева (электропрогрев устья, теплота сгорания попутного нефтяного газа, применение бросового тепла, возникающего при подготовке нефти), либо возможности слива воды и применения эластичных компенсаторов расширения льда, до способов портативного трансформаторного отогрева замерзших скважин. Одним из перспективных методов является применение конвективного обогрева теплом грунта в холодное время года и его

аккумулирования в теплое, который изложен в работе [11].

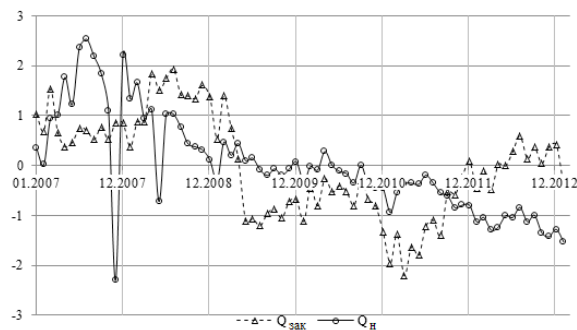


Рисунок 2. Изменение нормированных показателей по среднесуточной добыче нефти Q_n и объему закачиваемой воды $Q_{зак}$ (ось абсцисс соответствует ежемесячным изменениям) на Фестивальном месторождении

В свою очередь поведение графиков добычи нефти и обводненности продукции позволило увидеть обратно пропорциональную природу связи этих параметров (рисунок 3), что косвенно указывает на необходимость проведения плановых работ по ограничению водопритока на скважинах, которые становятся причиной скачков показателей. Также важно определить природу воды, поступающей в добывающие скважины [12], что позволит провести обоснованный выбор технологии. С этой же целью рекомендуется применять продукты прикладного программирования, такие как «Faraz», «Гидроизоляция» и группа программ «РИР» [13-16].

Таблица 2. Ежегодная упущенная добыча нефти

№	Месторождение	$\Delta q_{уп}$, т/сут	$qP_{уп}$, %	$Q_{уп}$, т
1	Тарасовское	9,47	15,57	2769,08
2	Фестивальное	7,31	17,73	2242,19
3	Харампурское, Южный купол	9,43	11,90	2759,40
4	Стахановское	6,7	5,32	1625
5	Майское, первый период	20,28	11,05	4928,18
6	Майское, второй период	5,18	3,63	1257,84
7	Западно-Ленинбургская площадь, блок 1	2,56	1,3	622,08
8	Западно-Ленинбургская площадь, блок 2	9,5	3,61	2308,5
9	Западно-Ленинбургская площадь, блок 3	7,69	2,66	1868,67
10	Куакбашская площадь, Залежь 1, блок 3	0,53	0,44	128,79
11	Куакбашская площадь, Залежь 1, блок 4	16,86	9,77	4096,98
12	Куакбашская площадь, Залежь 1, блок 5	6,55	7,79	1591,65
13	Куакбашская площадь, Залежь 15, блок 1	4,63	6,56	1125,09
14	Зай-Каратайская площадь, блок 2	8,75	2,62	2126,25
15	Южно-Ромашкинская площадь, блок 2	1,83	0,72	444,69
16	Южно-Ромашкинская площадь, блок 3	18,69	5,52	4541,67
Всего по всем месторождениям		т/год		34436,06

В качестве меры оценки сбоев в работе нестационарного заводнения примем величину условной ежегодной упущенной добычи нефти, которая получается путем сопоставления периодов безаварийной работы со временем малоустойчивого функционирования с последующей реакцией на простои. В первую категорию вошли месяцы с июня по сентябрь, во вторую – с февраля по апрель, что происходит по причине длительного простоя большого числа нагнетательных скважин.

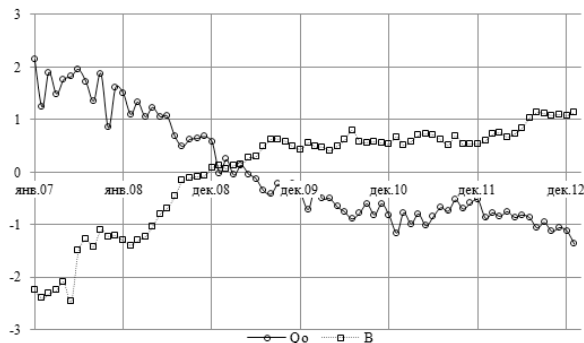


Рисунок 3. Изменение нормированных показателей по среднесуточной добыче нефти Q_n и обводненности добываемой продукции B на Харампурском месторождении, Южный купол

Суммарная условная ежегодная упущенная добыча совместно со среднесуточным недополученным дебитом (с указанием процента от реальной величины) приведена в таблице 2. Условные обозначения в таблице: $\Delta q_{уп}$ – среднесуточный недополучен-

ный дебит, $q_{р,уп}$ – процент от среднесуточной добычи, $Q_{уп}$ – упущенная ежегодная добыча.

Из таблицы видно, что ежегодно по причине запланированных, аварийных и иных простоев, а также высокой обводненности нефтяные месторождения недополучают порядка 35 тыс. т нефти, при расчете данной величины на большой срок потери снижают коэффициент извлечения нефти.

Выводы

Первостепенной задачей по результатам работы становится необходимость повышения величины коэффициента флуктуации до 10 по промышленным показателям закачки воды и обводненности добываемой продукции скважин. Что возможно достигнуть совместным применением эффективных методов предупреждения замораживания скважин и прогнозирования рентабельности работ по ограничению водопритока с использованием новых составов [19].

Соответственно, предложенная методология основывается на повышении текущих отборов нефти одновременно при снижении количества извлекаемой воды, достигаемым путем увеличения охвата заводнением и вытеснения нефти из низкопроницаемых прослоев коллектора. Благодаря этому происходит повышение рентабельности разработки за счет получения прибыли от прироста добычи нефти и снижения затрат, связанных со снижением отбора воды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov, L.S. Kuleshova. The investigation of non-stationary waterflood using statistical approaches// European Science and Technology: materials of the international research and practice conference, Vol. I. Bildungszentrum Rdk e.V. Wiesbaden, Germany, 2012. p.182-186.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. М.: «Недра», 1977. 229с.
3. Кульбак С. Теория информативности и статистики. М.: «Наука», 1967. 408с.
4. Промысловые данные НГДУ «Туймазанефть» ОАО «Башнефть» по Стахановскому месторождению за 2007-2011 гг.
5. Промысловые данные ОАО «НК«Роснефть» по Майскому месторождению за 2003-2011 гг.
6. Промысловые данные ОАО «НК«Роснефть» по Тарасовскому, Фестивальному и Харампурскому месторождениям за 2007-2013 гг.
7. Промысловые данные НГДУ «Лениногорскнефть» ОАО «Татнефть» по Стахановскому месторождению за 2007-2011 гг.
8. Analytical calculation of functioning of non-stationary water-flooding on fields Rosneft oil company / I.G. Fattakhov i dr. //Electronic scientific journal «World Applied Sciences Journal», 2013, Issue 23 (9). pp. 1231-1238.
9. Fattakhov I.G. Development condition diagnostics on the example of May oil field// Материали за IX Мѣждународна научна практична конференция «Найновите научни постижения - 2013» Volume 23. Бизнесът с планина. София, България, 2013. p.39-44.
10. Fattakhov I.G. The consideration of the cyclic injection through the example of Stakhanovski oil field // International scientific periodical «Modern fundamental and applied researches», 2012, № 4(7). pp. 70-73.
11. Способ предохранения устья нагнетательной скважины от замораживания /Кадыров Р.Р. и др. : пат. 2483198 РФ. 20.12.2011.
12. Fattakhov I.G. The identification technique of oil well water invasion ways. // Electronic scientific journal «Oil and Gas Business», 2011, Issue 3, pp. 160-164. http://www.ogbus.ru/eng/authors/FattakhovIG/FattakhovIG_1e.pdf
13. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2012615165/Faraz. Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р. и др. 08.06.2012.
14. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2011617680. Гидроизоляция/Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р. и др. 03.10.2011.
15. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2012617807. РИРЭЖ/Фаттахов И.Г., Кадыров Р.Р. 29.08.2012.

16. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2012617805. РИРОП/Фаттахов И.Г., Кадиров Р.Р. 29.08.2012.

17. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2012617804. РИРАМ/Фаттахов И.Г., Кадиров Р.Р. и др. 29.08.2012.

18. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2012617806. РИРУМ/Фаттахов И.Г., Кадиров Р.Р. и др. 29.08.2012.

19. Способ изоляции вод и интенсификации притока нефти в карбонатных пластах / Кадиров Р.Р., Фаттахов И.Г. и др: пат. 2408780 РФ. 10.01.2011.

REFERENCES

1. I.G. Fattakhov, R.R. Kadyrov, L.S. Kuleshova. The investigation of non-stationary waterflood using statistical approaches// European Science and Technology: materials of the international research and practice conference, Vol. I. Bildungszentrum Rdk e.V. Wiesbaden, Germany, 2012. p.182-186.

2. Mirzadzhanzade A.H., Stepanova G.S. Matematicheskaya teoriya eksperimenta v dobyche nefiti i gaza. M.: «Nedra», 1977. 229s. [in russian].

3. Kul'bak S. Teoriya informativnosti i statistiki. M.: «Nauka», 1967. 408s. [in russian].

4. Promyslovye dannye NGDU «Tuimazaneft» ОАО «Bashneft» по Stahanovskomu mestorozhdeniyu za 2007-2011 gg. [in russian].

5. Promyslovye dannye ОАО «NK«Rosneft»» по Maiskomu mestorozhdeniyu za 2003-2011 gg. [in russian].

6. Promyslovye dannye ОАО «NK«Rosneft»» по Tarasovskomu, Festival'nomu i Harampurskomu mestorozhdeniyam za 2007-2013 gg. [in russian].

7. Promyslovye dannye NGDU «Leninogorskneft» ОАО «Tatneft» по Stahanovskomu mestorozhdeniyu za 2007-2011 gg. [in russian].

8. Analytical calculation of functioning of non-stationary water-flooding on fields Rosneft oil company / I.G. Fattakhov i dr. // Electronic scientific journal «World Applied Sciences Journal», 2013, Issue 23 (9). pp. 1231-1238.

9. Fattakhov I.G. Development condition diagnostics on the example of May oil field// Материали за IX Международна научна практична конференция «Найновите научни постижения - 2013» Volume 23. Бизнесът с планина. София, България, 2013. p.39-44.

10. Fattakhov I.G. The consideration of the cyclic injection through the example of Stakhanovskiy oil field // International scientific periodical «Modern fundamental and applied researches», 2012, № 4(7). pp. 70-73.

11. Sposob predohraneniya ust'ya nagnetatel'noi skvazhiny ot zamorazhivaniya: pat. 2483198 RF. /Kadyrov R.R., Fattahov I.G. i dr. 20.12.2011. [in russian].

12. Fattakhov I.G. The identification technique of oil well water invasion ways. / I.G. Fattakhov //Electronic scientific journal «Oil and Gas Business», 2011, Issue 3, pp. 160-164. pp. 160-164. http://www.ogbus.ru/eng/authors/FattakhovIG/FattakhovIG_1e.pdf

13. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registracii programmy dlya EVM №2012615165/Faraz. Fattahov I.G., Kadyrov R.R. i dr. 08.06.2012. [in russian].

14. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registracii programmy dlya EVM №2011617680. Gidroizolyaciya/Fattahov I.G., Kadyrov R.R. i dr. 03.10.2011. [in russian].

15. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registracii programmy dlya EVM №2012617807. RIREK/Fattahov I.G., Kadyrov R.R. 29.08.2012. [in russian].

16. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registracii programmy dlya EVM №2012617805. RIROP/Fattahov I.G., Kadyrov R.R. 29.08.2012. [in russian].

17. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registracii programmy dlya EVM №2012617804. RIRAM/Fattahov I.G., Kadyrov R.R. i dr. 29.08.2012. [in russian].

18. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registracii programmy dlya EVM №2012617806. RIRUM/Fattahov I.G., Kadyrov R.R. i dr. 29.08.2012. [in russian].

19. Sposob izolyacii vod i intensifikacii pritoka nefiti v karbonatnyh plastah: pat. 2408780 RF/ Kadyrov R.R., Fattahov I.G. i dr. 10.01.2011. [in russian].

Бахтизин Р.Н., д-р физ.-матем. наук, президент Академии наук Республики Башкортостан, г. Уфа, Российская Федерация

R.N. Bakhtizin, Doctor of Physico-mathematical Sciences, Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan, Ufa, Russian Federation

Фаттахов И.Г., канд. техн. наук, доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

I.G.Fattakhov, Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor of the Chair "Development of Oil and Gas Fields", FGBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, branch in Oktyabrskiy city, the Russian Federation e-mail: i-fattakhov@rambler.ru

Гимаев Р.Г., канд. техн. наук, доцент кафедры «Математика», ФГБОУ ВПО УГНТУ, Российская Федерация

R.G.Gimaev, Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor of the Chair "Mathematics", FGBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation