

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-3-75-81

УДК 622.276

Алсу Ф. Шакурова, Айгуль Ф. Шакурова, А.И. Закиров, Д.И. Фаттахов
(Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета
в г. Октябрьском, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация)

АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПОТОЧНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Alsu F. Shakurova, Aigul F. Shakurova, Azat I. Zakirov, Dinar I. Fattakhov
(Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, Russian Federation)

RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM ANALYSIS AT POTOCHNOE OIL FIELD

Введение

Природные резервуары представляют единые гидродинамические системы и содержат углеводороды в трещинах и порах. При разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений необходимо поддерживать пластовое давление на начальном уровне для предотвращения разрушения горных пород и нарушения естественной гидродинамической системы. Система поддержания пластового давления (ППД) позволяет достигать максимальных показателей отбора нефти из пласта путем закачки рабочего агента в пласт. Данный метод имеет широкое применение не только на территории Российской Федерации, но и используется во всем мире.

Цели и задачи

Провести анализ эффективности мероприятий по поддержанию пластового давления на Поточном месторождении:

- по источникам заводнения, объемам закачиваемой воды и низконапорным водоводам;
- по блочным кустовым насосным станциям;
- по высоконапорным водоводам;
- по нагнетательным скважинам.

Background

Natural reservoirs are united hydrodynamic systems and contain hydrocarbons in cracks and pores. When developing and operating oil and gas fields, it is necessary to maintain reservoir pressure at the initial level to prevent the rocks destruction and the natural hydrodynamic system disruption. Reservoir pressure maintenance (RPM) system allows to achieve maximum rates of oil recovery from the reservoir by pumping a working agent into the reservoir. This method is widely used both in the territory of the Russian Federation, and throughout the world.

Aims and Objectives

To analyze the measures effectiveness to maintain reservoir pressure at Potochnoe oil field:

- by sources of flooding, volumes of injected water and low-pressure water lines;
- at block cluster pump stations;
- on high-pressure water lines;
- on injection wells.

Результаты

На основании данных разработки и эксплуатации системы ППД Поточного месторождения представлено текущее состояние и предложены рекомендации по дальнейшей эффективной эксплуатации данной системы.

Установлено что большинство высоконапорных водоводов находятся в эксплуатации на пределе и превысили допустимый срок службы, рекомендуется провести диагностику их технического состояния. Установленные насосы не позволяют обеспечить рекомендуемые объемы закачки воды и резерв производительности. Для обеспечения максимального объема закачки воды рекомендуется произвести замену насосов.

Обеспечить учет закачиваемой воды по нагнетательным скважинам. К применению рекомендуются расходомеры типа СВУ. При необходимости проведения контрольных замеров приемистости рекомендуется использовать современные переносные расходомеры.

Results

Based on the data of the development and operation of the RPM system of the Potochnoye oil field, the current state is presented and recommendations for further efficient operation of this system are proposed.

It has been established that the majority of high-pressure water lines are in operation at the limit and exceed the permissible service life, they observe the diagnostics of their technical condition. Installed pumps do not allow to maintain the required volumes of water injection and performance reserve. To ensure maximum water injection volume, it is recommended to replace pumps.

Provide accounting of the injected water in injection wells. VCA type flowmeters are recommended for use. If necessary, for control measuring of injection capacity modern portable flowmeters are recommended to use.

Ключевые слова: нефтяное месторождение; высоконапорный водовод; нагнетательные скважины; система поддержания пластового давления; фонд нагнетательных скважин; приемистость нагнетательных скважин

Key words: oil field; high-pressure water conduit; injection wells; reservoir pressure maintenance system; fund of injection wells; well injection capacity

Закачку воды в целях поддержания пластового давления на Поточном месторождении начали проводить с 1980 г. С начала разработки месторождения закачано в продуктивные пласты примерно $3,2 \cdot 10^8$ м³ воды [1]. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды составила 89,4 %, накопленная - 103,0 %. Закачка воды ведется в объекты разработки: АВ₁₋₂, БВ₆, БВ₈, БВ₁₀, Ач₁.

Проектные и фактические объемы закачки воды по Поточному месторождению за период 2009-2011 гг. приведены на рисунке 1.

В период с 2009 г. по 2011 г. фактиче-

ские объемы закачки воды превышают проектные объемы, что связано с увеличением фактической средней приемистости по сравнению с проектной [2].

Сравнение проектных и фактических объемов закачки воды по объектам разработки за период 2009-2011 гг. приведено в таблице 1. Основной объем закачки воды приходится на объект АВ₁₋₂ и составляет 37,8 % от общего объема закачки воды [3]. В качестве источника заводнения на месторождении используется подтоварная вода с УПСВ ДНС-13 [1].

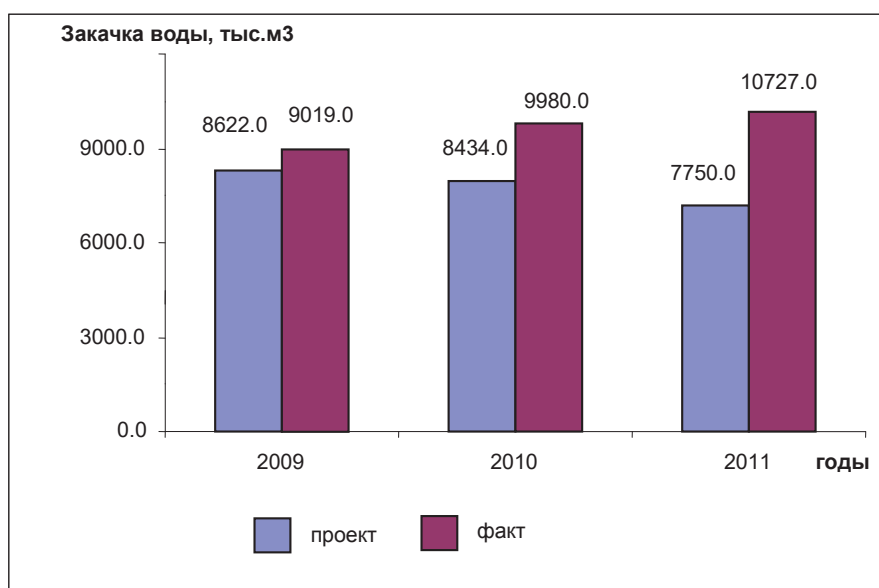


Рисунок 1. Проектные и фактические объемы закачки воды

Таблица 1. Сравнение проектных и фактических объемов закачки воды по объектам разработки

Показатели	Единица измерения	Годы		
		2009	2010	2011
Закачка воды - проект	тыс. м ³	8622,0	8434,0	7750,0
Закачка воды - факт	тыс. м ³	9019,0	9980,0	10727,0
выполнение проекта	%	104,6	118,3	138,4
АВ ₁₋₂ - проект	тыс. м ³	3656,4	3460,9	3397,1
АВ ₁₋₂ - факт	тыс. м ³	3834,9	4155,3	4054,7
выполнение проекта	%	44,5	49,3	52,3
БВ ₆ - проект	тыс. м ³	2966,2	2630,2	1837,0
БВ ₆ - факт	тыс. м ³	2863,0	2598,9	2295,2
выполнение проекта	%	33,2	30,8	29,6
БВ ₈ - проект	тыс. м ³	1417,0	1460,6	1175,2
БВ ₈ - факт	тыс. м ³	1736,0	1329,9	2097,7
выполнение проекта	%	20,1	15,8	27,1
БВ ₁₀ - проект	тыс. м ³	54,6	46,5	48,5
БВ ₁₀ - факт	тыс. м ³	104,9	121,0	364,8
выполнение проекта	%	1,2	1,4	4,7
Ач ₁ - проект	тыс. м ³	527,4	835,6	1292,2
Ач ₁ - факт	тыс. м ³	480,2	1774,9	1914,5
выполнение проекта	%	5,6	21	24,7

На месторождении построен низконапорный водовод УПСВ ДНС-13 - БКНС-4 протяженностью 5,788 км, диаметром 325 мм, срок эксплуатации водовода не превышает нормативный (7 лет). Подтоварная вода с ДНС-13-УПСВ по низконапорным водоводам поступает на блочно-кустовые насосные станции - БКНС-3, БКНС-4.

Контроль качества закачиваемой воды осуществляется лабораторным анализом проб на содержание твердых взвешенных веществ (ТВВ) и нефтепродуктов.

По результатам анализа проб в декабре 2011 г. в закачиваемой воде содержание ТВВ составляло от 15 до 26 мг/л (среднее 24,8 мг/л), что не превышает допустимые нормы (ТВВ - 30 мг/л), по нефтепродуктам в декабре 2011 г. содержание составляло от 18 до 30 мг/л (среднее 26,8 мг/л), что также не превышает допустимые нормы для нефтепродуктов (40 мг/л).

Качество подготовки воды на месторождении удовлетворяет требованиям ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» [3].

Установленная номинальная производительность насосов БКНС-3 составляет 18720,0 м³/сут, или 6832,8 тыс. м³/год, с учетом резерва 14400 м³/сут, или 5256,0 тыс. м³/год. По БКНС-4 составляет 17280,0 м³/сут или 6307,2 тыс. м³/год, с учетом резерва 12960 м³/сут, или 4730,4 тыс. м³/год.

Со сроком службы до 5 лет в эксплуатации находится 37,6 % высоконапорных водоводов, от 5 до 10 лет - 13,8 %, от 10 до 15 лет - 43,8 %, от 15 лет и выше - 4,8 %.

Согласно «РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», срок службы трубопроводов систем заводнения определен в 7 лет. Высоконапорных водоводов со сроком эксплуатации свыше 7 лет на Поточном месторождении - 54,251 км (55,2 %). Учитывая, что большинство высоконапорных водоводов находятся в эксплуатации на пределе и превысили допустимый срок службы, рекомендуется провести диагностику их технического состояния. По результатам диагностики следует принимать решение о

целесообразности проведения ремонта или замены высоконапорных водоводов [4].

Основные потери давления в высоконапорных водоводах появляются из-за повышенного гидравлического сопротивления, возникающего при движении жидкости в незапланированных режимах, и ухудшения технического состояния водоводов. Гидравлические потери в высоконапорных водоводах Поточного месторождения превышают нормативные потери (не более 3-5 % от рабочего давления в них).

Следует отметить, что гидравлические потери водоводов связаны с отклонениями от проекта при строительстве водоводов и их большой протяженностью.

К фактору, влияющему на срок службы водоводов, можно отнести коррозионную активность перекачиваемой воды [4, 5]. Для защиты водоводов от коррозии в ТПП «Лангепаснефтегаз» проводится ингибирование. В настоящее время для защиты нефтепромыслового оборудования используются ингибиторы ЗАО «Когалымский завод химических реагентов». Для защиты водоводов от коррозии использовался ингибитор ХПК-002 (В), а для защиты от бактериального заражения ингибитор-бактерицид ХПБ-002 (З). Ингибитор ХПК-002 (В) и ингибитор-бактерицид ХПБ-002 (З) заменены соответственно на ХПК-002 (120) и ХПБ-002 (1К).

Для обеспечения надежности работы высоконапорных водоводов при их строительстве и реконструкции рекомендуется применять трубы с внутренней или наружной антикоррозионной изоляцией или изготовленные из стали повышенной коррозионной стойкости [6].

По состоянию на 01.01.2012 эксплуатационный фонд нагнетательных скважин Поточного месторождения составлял - 202, в том числе: действующие - 103, под закачкой - 101. Коэффициенты эксплуатации и использования фонда нагнетательных скважин Поточного месторождения составляли 0,9871 и 0,4294 соответственно.

Общий фонд нагнетательных скважин - 344 скважины, в том числе: эксплуатационный фонд - 202, в консервации - 78, контрольные - 6, в ликвидации - 58. Общий фонд на-

нагнетательных скважин ниже проектного фонда на 83 скважины. Средняя приемистость нагнетательных скважин за период 2009-2011 гг. находилась выше уровня проектной приемистости - 301,7 м³/сут, что на 95,2 м³/сут выше проектной приемистости.

Проведенный анализ работы нагнетательных скважин показал, что проектная приемистость обеспечивается на 41 скважине (41 %), находящийся под закачкой. С приемистостью ниже проектной работает 60 скважин, или 59 %. Снижение приемистости нагнетательных скважин, даже при росте устьевых давлений, является большой проблемой современных систем заводнения. Приемистость нагнетательных скважин зависит от множества факторов (фильтрационные свойства призабойной зоны, свойства пластовых жидкостей, динамики пластовых давлений и др.).

Анализ показывает, что основные причины снижения приемистости скважин связаны, прежде всего, с ухудшением фильтрационных свойств призабойной зоны пласта. Закачка воды в нагнетательные скважины осуществляется через блок-гребенки, расположенные на площадках кустов скважин.

Давление на устье нагнетательных скважин не соответствует проектному давлению (15 МПа). Фактическое давление нагнетания по действующим нагнетательным скважинам находится в диапазоне величин от 7,5 до 16,5 МПа. Проектное давление нагнетания не обеспечивается по всем 103 скважинам, или 100 % действующих нагнетательных скважин.

Учет закачиваемой воды по нагнетательным скважинам осуществляется с помо-

щью расходомеров типа ДРСМ. Охват замерами приемистости составляет 100 % действующих нагнетательных скважин. Замеры приемистости осуществляются по системе телемеханики. Грамотное регулирование закачки воды позволяет изменить параметры закачки и добиться перераспределения объемов закачиваемой воды по скважинам с различной приемистостью и снизить обводненность продукции добывающих скважин [7].

Выводы

Выполнен анализ технологического оборудования существующей системы сбора, подготовки и учета продукции на Поточном месторождении. На основании данных разработки и эксплуатации системы ППД Поточного месторождения представлено состояние и предложены рекомендации по дальнейшей эффективной эксплуатации данной системы.

Установлено, что большинство высоконапорных водоводов находятся в эксплуатации на пределе и превысили допустимый срок службы, рекомендуется провести диагностику их технического состояния. Установленные насосы не позволяют обеспечить рекомендуемые объемы закачки воды и резерв производительности. Для обеспечения максимального объема закачки воды рекомендуется произвести замену насосов.

Обеспечить учет закачиваемой воды по нагнетательным скважинам. К применению рекомендуются расходомеры типа СВУ. При необходимости проведения контрольных замеров приемистости рекомендуется использовать современные переносные расходомеры.

Список литературы

1. Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 53710-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки / Введ. 2011-01-06. URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-53710-2009> (дата обращения: 17.05.2019).
2. Временный технологический регламент на крепление скважин месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Когалым: ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», 1999.
3. РД 153-39.0-069-0. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследова-

References

1. *Natsional'nyi standart RF GOST R 53710-2009. Mestorozhdeniya neftyanye i gazonefityanye. Pravila proektirovaniya razrabotki* [Russian National Standard GOST R 53710-2009. Oil and Gas Oil Fields. Rules of Design Development.]. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-53710-2009> (accessed 17.05.2019). [in Russian].
2. *Vremennyi tekhnologicheskii reglament na kreplenie skvazhin mestorozhdeniiy ООО «LUKOIL-Zapadnaya Sibir'»* [Temporary Technological Regulations on the Cementing of Fields of LLC «LUKOIL-

дований нефтяных и газовых скважин / Утв. Министерством энергетики Российской Федерации. URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200053737> (дата обращения: 17.05.2019).

4. Шакурова Айгуль Ф., Шакурова Алсу Ф. Анализ технических решений по организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции Сергинского месторождения нефти // Каротажник. 2016. № 12 (270). С. 30-38.

5. Баймухаметов Д.С., Мошков В.К., Бакаев А.А. и др. Подготовка продукции скважин к отделению воды в системах нефтесбора // Эксплуатация нефтяных месторождений на поздних стадиях разработки: сб. науч. тр. Уфа: БашНИПИ-нефть, 2003. Вып. 112. С. 177-182.

6. Крюков В.А., Бриль Д.М., Валеев М.Д., Баймухаметов Д.С., Рыгалов В.А. Новое в технологии предварительного сброса и очистки пластовых вод // Нефтяное хозяйство. 1996. № 2. С. 56-58.

7. Шакурова А.Ф., Шарафутдинов Э.М. Анализ технических решений по организации системы внутрипромыслового сбора, подготовки и учета продукции на Кислорском месторождении // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. Вып. 2 (112). С. 23-27.

Western Siberia)]. Kogalym, LLC «LUKOIL-Western Siberia», 1999. [in Russian].

3. RD 153-39.0-069-0. *Tekhnicheskaya instruksiya po provedeniyu geologo-tekhnologicheskikh issledovaniy neftnykh i gazovykh skvazhin. Uтверждено Министерством энергетики Росийской Федерации.* [RD 153-39.0-069-0 Technical Instructions for Geological and Technological Studies of Oil and Gas Wells. Approved by The Ministry of Energy of the Russian Federation]. Available at: <http://docs.cntd.ru/document/1200053737> (accessed 17.05.2019). [in Russian].

4. Shakurova Aigul F., Shakurova Alsu F. Analiz tekhnicheskikh reshenii po organizatsii sistemy vnutripromyslovogo sbora, podgotovki i ucheta produktsii Serginskogo mestorozhdeniya nefti [Analysis of Technical Solutions for the Organization of the System of In-Field Collection, Preparation and Accounting of Products of the Serginsky Oil Field]. *Karotazhnik - Karotazhnik*, 2016, No. 12 (270), pp. 30-38. [in Russian].

5. Baimukhametov D.S., Moshkov V.K., Bakaev A.A. e.a. Podgotovka produktsii skvazhin k otdeleniyu vody v sistemakh neftesbora [Preparation of Production Wells to the Separation of Water in Oil-Gathering Systems]. *Sbornik nauchnykh trudov «Ekspluatatsiya neftnykh mestorozhdenii na pozdnykh stadiyakh razrabotki»* [Collection of Scientific Papers «Development of the Oil Deposits in the Later Stages of Development»]. Ufa, BashNIPInef, 2003, Issue 112, pp. 177-182. [in Russian].

6. Kryukov V.A., Bril' D.M., Valeev M.D., Baimukhametov D.S., Rygalov V.A. Novee v tekhnologii predvaritel'nogo sbrosa i ochildki plastovykh vod [New in Technology of a Preliminary Discharge and Treatment of Reservoir Waters]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 1996, No. 2, pp. 56-58. [in Russian].

7. Shakurova A.F., Sharafutdinov E.M. Analiz tekhnicheskikh reshenii po organizatsii sistemy vnutripromyslovogo sbora, podgotovki i ucheta produktsii na Kislorskom mestorozhdenii [Analysis of Technical Decisions for Gathering, Treatment and Product Account System Organization at Kislorskoye Oil Field]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2018, Issue 2 (112), pp. 23-27. [in Russian].

Авторы

• Шакурова Алсу Фагимовна, канд. техн. наук
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Доцент кафедры «Разведка и разработка
нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 а
тел. (34767) 6-60-30
e-mail: alsu0017@mail.ru

The Authors

• Shakurova Alsu F., Candidate of Engineering
Sciences
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas Fields
Development and Operation Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
tel: (34767) 6-60-30
e-mail: alsu0017@mail.ru

• Шакурова Айгуль Фагимовна, канд. техн. наук
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Доцент кафедры «Разведка и разработка
нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 а
e-mail: afagim@mail.ru

• Shakurova Aigul F., Candidate of Engineering
Sciences
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas Fields
Development and Operation Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: afagim@mail.ru

• Закиров Азат Ильмирович
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Студент кафедры «Разведка и разработка
нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 а
тел. (34767) 6-60-30

• Zakirov Azat I.
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Student of Oil and Gas Fields
Development and Operation Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
tel: (34767) 6-60-30

• Фаттахов Динар Ильдарович
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Студент кафедры «Разведка и разработка
нефтяных и газовых месторождений»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54 а
тел. (34767) 6-60-30

• Fattakhov Dinar I.
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Student of Oil and Gas Fields
Development and Operation Department 54 a,
Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
tel: (34767) 6-60-30