

РЕКОМЕНДАЦИИ К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

А.Н. Кабиров, магистр¹, работник²
 Ю.К. Эрмакова, магистр¹, работник³
 В.В. Метальникова, магистр¹ работник⁴
 Ян Шиюй¹, магистр

¹Тюменский индустриальный университет

²Тюменское отделение «СургутНИПИнефть»

³ООО «СибГеоПроект»

⁴ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

(Россия, г. Тюмень)

DOI:10.24412/2500-1000-2023-3-1-73-76

Аннотация. В статье произведен анализ характеристики работы нагнетательных скважин и существующей системы поддержания пластового давления в целом на месторождении X. На основании данного исследования были предложены рекомендации для совершенствования системы поддержания пластового давления.

Ключевые слова: система поддержания пластового давления, нагнетательная скважина, объект разработки.

Проектирование системы ППД должно предусматривать рациональное размещение технологических объектов на площади месторождения с учетом рельефа местности и климатических условий, использование новой техники и технологии, автоматизацию основных технологических процессов, максимальное сокращение капитальных и эксплуатационных затрат, учет закачиваемой воды в продуктивные пласты по каждой скважине, обеспечение необходимых свойств воды и контроль ее качества.

Характеристика существующей системы ППД

Закачку воды в целях поддержания пластового давления на месторождении X начали проводить в 1985 году. С начала разработки в продуктивные пласты закачано 353071,0 тыс. м³ воды. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды с начала разработки составила 99,2%, накопленная – 103,0%. Сравнение проектных и фактических объемов закачки воды по месторождению X за период 2016-2018 гг. приводит рисунок 1.

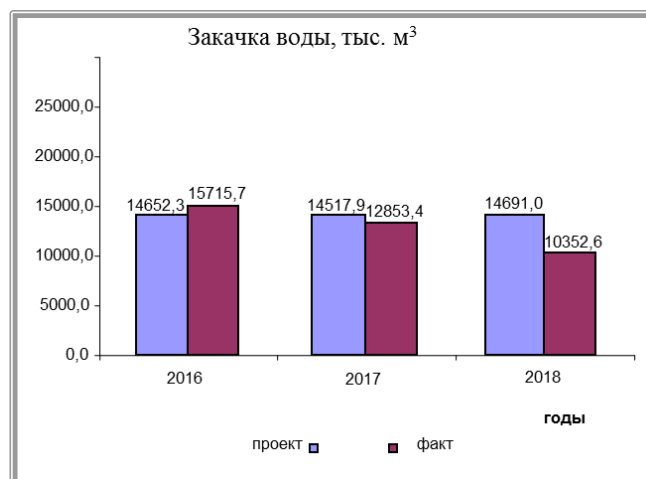


Рис. 1. Сравнение проектных и фактических объемов закачки воды

В качестве источника заводнения на месторождении используется смесь апт-альб-сеноманской и подтоварной воды. Закачку воды на месторождении проводили в объекты разработки: БС₁₀¹, БС₁₀², БС₁₁¹, ЮС₁.

В период 2017-2018 гг. фактические объемы закачки воды не превышают проектные объемы, что связано с недостижением добычи жидкости по сравнению с проектными объемами, а также недостижением проектной приемистости нагнетательных скважин по сравнению с проектным показателем.

В 2018 году в продуктивные пласты закачено 10352,6 тыс. м³ воды, в том числе: апт-альб-сеноманского комплекса – 27,4 тыс. м³, подтоварной – 10328,8 тыс. м³. Основным объемом закачки воды приходится на объект БС₁₀, что составляет 49,5% от общего объема закачки воды. На долю объектов БС₁₁ и ЮС₁ приходится 46,4% и 4,1% соответственно от общего объема закачки воды.

Сеноманская вода используется в качестве местной закачки на кусте № 14, добыча воды из водозаборной скважины № 3017 осуществляется погружным электроцентробежным насосом типа ЭЦН5А-250-1700-980 и дальше поступает в нагнетательные скважины №№ 3013, 3016 расположенными на том же кусте.

Проведенный анализ воды применяемой в качестве рабочего агента на месторождении X показал, что качество подготовки воды по содержанию ТВВ на месторождении удовлетворяет требованиям норм, утвержденных для месторождений Западной-Сибири.

В настоящее время на месторождении в эксплуатации три блочно кустовые насос-

ные станции БКНС-1, 2, 3 на которых установлены насосы типа ЦНС 90-1900, ЦНС 180-1275, ЦНС-180-1422, ЦНС-180-1900, MD100-300/11, ЦНС-240-1422. Установленная номинальная производительность насосов БКНС-1 составляет 44640,0 м³/сут или 16293,6 тыс. м³ в год. С учетом резерва по БКНС-1 производительность насосов составляет 30240,0 м³/сут или 11037,6 тыс. м³ в год. Установленная номинальная производительность насосов на БКНС-2 составляет 6480,0 м³/сут или 2365,2 тыс. м³ в год. С учетом резерва по БКНС-2 производительность насосов составляет 4320,0 м³/сут или 1576,8 тыс. м³ в год. Установленная номинальная производительность насосов по БКНС-3 составляет 31680,0 м³/сут или 11563,2 тыс. м³ в год. С учетом резерва по БКНС-3 производительность насосов составляет 23040,0 м³/сут или 8409,6 тыс. м³ в год.

Средняя приемистость нагнетательных скважин за 2018 год составила 149,7 м³/сут, что на 44,0 м³/сут ниже проектной приемистости, а в 2017 году средняя приемистость также ниже проектной приемистости на 26,4 м³/сут.

По состоянию на 01.01.2019 г. эксплуатационный фонд нагнетательных скважин месторождения X составляет 253 шт., в том числе: действующие – 237 шт., из них под закачкой – 234 шт., бездействующие – 16 шт. Коэффициент эксплуатации составляет 0,69, коэффициент использования – 0,64. Использование фонда нагнетательных скважин месторождения X за 2018 год приводит таблица 1.

Таблица 1. Использование фонда нагнетательных скважин месторождения X за 2018 г.

Наименование		2018 г.
1	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	253
2	Действующий фонд нагнетательных скважин, всего	237
	в том числе:	
	- под закачкой	234
	- остановлены в отчетном месяце	3
	- бездействующие	16
	- в освоении и ожидании освоения	-
3	Коэффициент эксплуатации	0,69
4	Коэффициент использования	0,64

Коэффициент эксплуатации составляет 0,69, коэффициент использования – 0,64.

Общий фонд нагнетательных скважин по месторождению составляет 323 ед., из них: эксплуатационных – 253, в консервации – 40, в ликвидации – 25, контрольных – пять.

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% рекомендуется проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны.

Закачка воды в нагнетательные скважины осуществляется через блок гребенки (БГ), расположенные на кустовых площадках. В БГ происходит распределение и учет закачиваемой воды по нагнетательным скважинам. Учет закачиваемой воды проводится датчиками расхода типа ДРС-50М, входящими в состав счетчика жидкости СЖУ. Оснащенность эксплуатационного фонда нагнетательных скважин расходомерами составляет 100%. Охват замерами приемистости составляет 100 % скважин, находящихся под закачкой.

Устья нагнетательных скважин оснащены арматурой нагнетательной на рабочее давление 21 МПа. Применяется арматура

типа АФК 65х210. Закачка воды в нагнетательные скважины проводится по НКТ диаметром 73 мм.

Давление на устье нагнетательных скважин находится в диапазоне 7-16,3 МПа, что ниже проектного давления (16-18 МПа).

В целях обеспечения проектных параметров закачки воды (давлений и приемистости нагнетательных скважин), рекомендуется разработать программу работ по приведению давлений нагнетания и приемистости нагнетательных скважин к проектным показателям. При необходимости предусмотреть проведение гидравлических расчетов высоконапорных водоводов.

Заключение

1. В качестве источника водоснабжения системы ППД использовать воды аптальб-сеноманского комплекса и подтоварной воды.

2. Дефицит воды рекомендуется покрыть за счет водозаборных скважин.

3. Излишки рекомендуется закачивать в поглощающие скважины.

4. Продолжить закачку сеноманской воды по схеме «из скважины в скважину».

Библиографический список

1. ГОСТ Р 53710-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2011-07-01 / Справочно-правовая система «Гарант» / НПП «Гарант-Сервис». – Послед. обновление 07.09.2015.

2. Лаврентьев А.В., Антониади Д.Г. Физико-химические методы в системе управления эффективностью систем разработки нефтегазовых месторождений. – Кубанский государственный технологический университет. – 14 с.

3. Amrouche F., Gomari S. R., Islam M. et al. New Insights into the Application of a Magnetic Field to Enhance Oil Recovery from Oil-Wet Carbonate Reservoirs // Energy & Fuels. – 2019. – P. 1-9.

4. Сыркин А.М., Макимова Н.Е., Сергеева Л.Г. Химия воды: Учебное пособие. – Уфа: Издво УГНТУ, 2007. – 95 с.

5. Ябловская, П. Е. Анализ водных объектов окружающей среды методом капиллярного электрофореза / П. Е. Ябловская // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2013. – № 8-2. – С. 200-203. – EDN QZGTSF.

**RECOMMENDATIONS FOR IMPROVING THE RESERVOIR PRESSURE
MAINTENANCE SYSTEM FOR OIL DEPOSITS IN THE X FIELD**

A.N. Kabirov, *Master¹, employee²*

Yu.K. Ermakova, *Master¹, employee³*

V.V. Metalnikova, *Master¹, employee⁴*

Yang Shiyu, *Master¹*

¹Tyumen Industrial University

²Tyumen branch «SurgutNIPIneft»

³SibGeoProject LLC

⁴LLC Gazprom VNIIGAZ

(Russia, Tyumen)

***Abstract.** The article analyzes the characteristics of the operation of injection wells and the existing reservoir pressure maintenance system as a whole at the X field. Based on this study, recommendations were made to improve the reservoir pressure maintenance system.*

***Keywords:** reservoir pressure maintenance system, injection well, development site.*