

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛЕТНИХ ОСТАНОВОК ПРОМЫСЛОВ НА СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ НА ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОЙ СТАДИИ

УДК 622.279.42

А.В. Красовский, ООО «Газпром проектирование» (Санкт-Петербург, РФ)

А.В. Меркулов, ООО «Газпром добыча Ямбург» (Новый Уренгой, РФ)

Т.В. Сопнев, ООО «Газпром добыча Ямбург»

Р.Л. Кожухарь, ООО «Газпром добыча Ямбург», R.Kozhukhar@ygd.gazprom.ru

А.О. Лысов, ООО «ТюменНИИгипрогаз» (Тюмень, РФ)

А.О. Бялик, ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Сеноманская залежь Ямбургского месторождения находится в стадии падающей добычи. В связи с значительным снижением пластового давления, а также с учетом сезонного сокращения добычи газа в летний период на промыслах основной залежи практикуются длительные остановки, что ранее не проводилось на крупных месторождениях севера Западной Сибири. Как правило, длительность перерывов в работе установок комплексной подготовки газа связана с технологической необходимостью и составляет 1–2 недели, тогда как длительность летних остановок ряда установок комплексной подготовки газа основной площади Ямбургского месторождения порой превышает 3 месяца. Помимо проведения планового ремонта оборудования промыслов при длительных остановках установок комплексной подготовки газа решается задача обеспечения потенциала пиковой добычи газа в осенне-зимний период. Также за счет повышения пластового давления в эксплуатационной зоне месторождения увеличивается срок эксплуатации добывающих скважин. Однако при длительных остановках установок комплексной подготовки газа снижается уровень текущей накопленной добычи газа. Кроме того, в связи с наличием градиента давления между газонасыщенной и водонасыщенной зонами месторождения продолжается активное внедрение воды в залежь, что может привести к обводнению скважин. Для оценки влияния длительных остановок на дальнейшую разработку Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения реализуется программа контроля пластового давления в скважинах остановленных установок комплексной подготовки газа. В рамках реализации программы осуществляется контроль пластового давления и исследуется положение газовой контактной поверхности.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СЕНОМАНСКАЯ ЗАЛЕЖЬ, ДЛИТЕЛЬНАЯ ОСТАНОВКА ПРОМЫСЛА, УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА, ЯМБУРГСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ.

С 2011 г. на основной площади Ямбургского месторождения, где средневзвешенное пластовое давление снижено относительно начального почти в 9 раз, в летний период практикуют длительные остановки промыслов, обусловленные сезонным регулированием добычи газа вследствие изменения спроса. Анализ накопленной на сегодняшний день информации показывает, что данная мера достаточно эффективно

позволяет решать проблемные вопросы, характерные для завершающей стадии разработки месторождения. Так, длительные остановки ряда установок комплексной подготовки газа (УКПГ) сеноманской залежи способствуют восстановлению пластового давления в эксплуатационной зоне за счет перераспределения дренируемых запасов внутри зоны и притока их с периферийных участков. В то же время за

счет восстановления пластового давления поддерживается работа скважин старого фонда, т. е. уменьшается число скважин, останавливаемых по причине низких устьевых параметров работы.

Результаты гидродинамического моделирования (ГДМ) по итогам остановок промыслов в 2015 г., произведенного на основе фактических измерений, показали, что прирост пластового давления

Krasovsky A.V., Gazprom proektirovanie LLC (Saint Petersburg, Russian Federation)
Merkulov A.V., Gazprom dobycha Yamburg LLC (Novy Urengoy, Russian Federation)
Sopnev T.V., Gazprom dobycha Yamburg LLC
Kozhukhar' R.L., Gazprom dobycha Yamburg LLC, R.Kozhukhar@ygd.gazprom.ru
Lysov A.O., TyumenNIIgiprogas LLC (Tyumen, Russian Federation)
Byalik A.O., TyumenNIIgiprogas LLC

The efficiency analysis of summer shutdowns of the production fields at the Cenomanian deposit of the Yamburgskoe oil and gas condensate field for optimization of the final stage development

The Cenomanian deposit of the Yamburgskoe oil and gas condensate field is in the stage of declining production now. The production fields of the major deposit are shut down for a long time due to the considerable reduce of the reservoir pressure and the seasonal decline of gas production in the summer period. This practice was not applied at the large-scale fields in the north of Western Siberia before. Operational shutdowns of the gas treatment units last 1-2 weeks, whereas the summer shutdowns of these units can exceed 3 months at the main area of the Yamburgskoe field. The following tasks are solved during the long shutdowns of the gas treatment units: the planned repair of field equipment and the ensuring the peak gas production in the autumn and winter period. The life of producing wells is also extended due to the reservoir pressure increase in the production zone of the field. However, the level of current accumulated gas production is decreased because of long shutdowns of complex gas treatment units. Moreover, the pressure differential between gas-saturated and water-saturated zones of the field results in active intrusion of water in the deposit that can lead to drowning. The monitoring program of the reservoir pressure in the wells of shutdown gas treatment units at the Yamburgskoe oil and gas condensate field is applied to estimate the influence of long shutdowns on the further development of the field. The monitoring of the reservoir pressure and the research of present position of the gas-water contact are carried out throughout the program.

KEYWORDS: CENOMANIAN DEPOSIT, PRODUCTION FIELD LONG SHUTDOWN, COMPLEX GAS TREATMENT UNIT, YAMBURGSKOE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD.

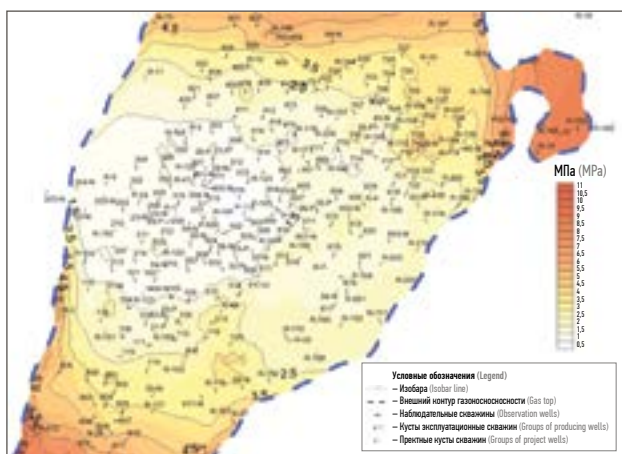


Рис. 1. Карта изобар по состоянию на 18.04.2015 г. (до остановки промыслов)
 Fig. 1. The map of isobar lines on April 18, 2015 (before shutdown of the production fields)

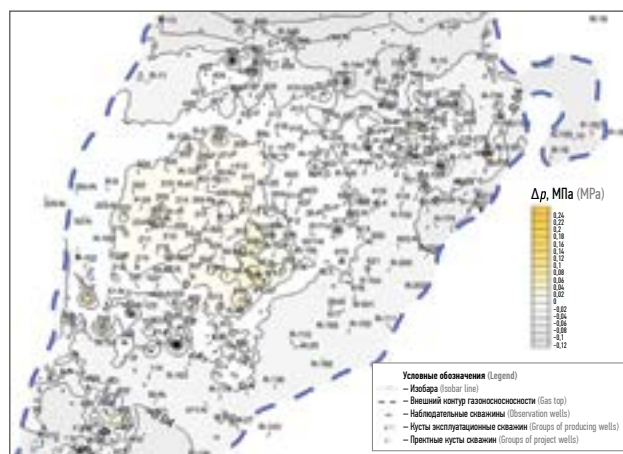


Рис. 2. Изменение пластового давления за период длительной остановки промыслов (18.04–16.09.2015)
 Fig. 2. Changes in the reservoir pressure during the period of long shutdowns of the production fields (April 18 – September 16, 2015)

(рис. 1, 2) по останавливаемым УКПГ-2, -3, -5, расположенным в зоне с максимальной выработкой запасов, составил 0,040; 0,046 и 0,086 МПа, а приток запасов газа из соседних и периферийных зон – 0,539; 0,779; 0,266 %, соответственно, от текущих величин запасов. В целом по Ябургской площади – 0,313 %. Логично

предположить, что рост давления происходит за счет глобальных перетоков. Однако, как показал проведенный анализ, влияние перетока газа в эксплуатационную зону из периферии на изменение пластового давления не столь существенно. По большей части рост энергетического потенциала

происходит за счет перераспределения давления внутри эксплуатационных зон УКПГ между прискважинным и межскважинным пространством. Это подтверждается тем, что при взвешивании пластовых давлений в целом по зонам УКПГ-2, -3, -5 до и после длительных остановок полученные величины значительно мень-

Сравнение результатов моделирования остановок промыслов
Comparison of simulation results of the shutdowns of the production fields

Участок Plot	Год Year	Остановка Shutdown		Пуск Start		
		Срок, сут Period, days	Давление, МПа Pressure, MPa	Давление, МПа Pressure, MPa	Δp , МПа (MPa)	Изменение запасов газа, % Changes in gas reserves, %
УКПГ-2 Complex gas treatment unit 2	2012	112	1,21	1,23	0,02	1,19
	2013	114	0,99	1,07	0,08	1,07
	2014	113	1,02	1,07	0,04	0,65
	2015	139	1,01	1,05	0,04	0,54
УКПГ-3 Complex gas treatment unit 3	2012	111	1,15	1,16	0,01	1,08
	2013	115	0,90	1,02	0,12	0,85
	2014	119	0,94	1,00	0,06	0,96
	2015	109	0,95	0,99	0,05	0,79
УКПГ-5 Complex gas treatment unit 5	2012	123	1,43	1,43	0,00	-0,06
	2013	111	1,05	1,17	0,12	0,02
	2014	112	0,93	1,03	0,10	0,43
	2015	149	0,94	1,02	0,09	0,27
Ямбургская площадь Area of the Yamburgskoe field	2012	124	1,83	1,82	-0,01	-0,91
	2013	126	1,89	1,92	0,03	-0,80
	2014	130	1,33	1,39	0,05	-0,54
	2015	151	1,34	1,36	0,02	-1,17

ше тех, что были определены по скважинам:

- УКПГ-2: Δp по скважинам – 0,040 МПа, а по зоне УКПГ – 0,005 МПа (12,5 %);

- УКПГ-3 Δp по скважинам – 0,046 МПа, а по зоне УКПГ – 0,008 МПа (17,4 %);

- УКПГ-5 Δp по скважинам – 0,086 МПа, а по зоне УКПГ – 0,008 МПа (9,3 %).

По оценке по ГДМ, восстановление давления по скважинам за счет притока газа и воды в зону УКПГ составляет в среднем 13,1 %, приток воды по УКПГ-2 – 4,18 млн м³, по УКПГ-3 – 5,32 млн м³, по УКПГ-5 – 9,84 млн м³, что значительно меньше объемов притока газа за этот же период, приведенного к пластовым условиям. В соответствии с уравнением состояния реального газа величина перетока пропорциональна приросту пластового давления. Так что доля (прироста) пластового давления от перетока газа из соседних УКПГ составит около 8,7 %, а от притока воды – около 4,4 %.

Далее, если сопоставить рассчитанный на ГДМ вариант, где про-

мыслы УКПГ-2, -3, -5 останавливались на сроки, не превышающие 11 дней, с вариантом с длительными остановками, то видно, что суммарная величина притока газа на Ямбургскую площадь из соседних регионов (Анерьяхинская и Харвутинская площади) в обоих вариантах одинакова (0,313 %).

Соответственно, все описанное свидетельствует о том, что длительные остановки промыслов УКПГ-2, -3, -5 не способствуют выравниванию профиля давления в целом по месторождению, а лишь позволяют производить перераспределение запасов газа внутри самой Ямбургской площади, и это обеспечивает условия для более равномерной выработки остаточных запасов газа. У длительных летних остановок промыслов есть и другой важный эффект: за счет прироста пластового давления и отсутствия отборов происходит накопление энергетического потенциала, способного обеспечить повышенные отборы газа в зимний период.

Это хорошо определяется при сравнении результатов прогноз-

ных расчетов по вариантам с проведением длительных остановок УКПГ в летний период и без остановок. Так, суточные отборы газа в зимний период 2015–2016 гг. по варианту с остановками превышают аналогичные отборы в тот же период по варианту без длительных остановок, в среднем:

- по УКПГ-2 – на 2,57 %;
- по УКПГ-3 – на 7,36 %;
- по УКПГ-5 – на 9,096 %;
- по Ямбургской площади – на 2,68 %.

Примерно такой же результат был отмечен и в расчетах, выполненных для оценки эффективности длительных летних остановок в 2011–2014 гг. Варианты с короткими остановками обеспечивали меньшие суточные отборы в осенне-зимние периоды.

Для оценки эффективной продолжительности длительных остановок был проведен анализ изменения давления и запасов в зонах отбора за период остановок по результатам моделирования. В таблице представлены результаты моделирования длительных остановок промыслов с 2012 по

2015 г. Видно, что максимальный прирост давления по скважинам УКПГ-2, -3, -5 (если рассматривать каждый промысел по отдельности) не всегда отмечался при самых длительных сроках остановок. Это объясняется тем, что пластовое давление в эксплуатационной зоне изменяется за счет сразу нескольких факторов. К их числу относятся перетоки газа из соседних зон или периферийных участков, перераспределение давления между скважинным и межскважинным пространством, а также внедрение воды в залежь.

Как известно, газ перетекает из зон высокого давления в зоны с низким пластовым давлением, и происходит это до момента уравнивания в обеих зонах. Соответственно, чем больше разница давлений, тем большие объемы газа перемещаются. И чем лучше гидродинамическая связь между контактирующими участками залежи, тем быстрее происходит этот процесс. Заметный рост пластового давления по рассматриваемым участкам начинается сразу после остановки промысла и интенсивно продолжается первые 50–60 дней. Далее темп изменения давления снижается, это свидетельствует о его последующей стабилизации. Так что наибольшие перетоки газа между описываемыми участками происходят в первую половину периода с момента остановок, и большая их часть перетекает в зоны с самым низким пластовым давлением.

Также при трехмерном моделировании различных вариантов длительных остановок промыслов удалось установить, что подобные летние остановки на других площадях сеноманской залежи Ямбургского месторождения, в частности на Харвутинской (УППГ-10 и ТП-9), на данной стадии разработки не позволяют значительно повысить уровни суточных отборов в осенне-зимний период (ОЗП). Так, на ТП-9 остановка промысла сроком 54 дня не обеспе-

чила какого-либо существенного прироста пластового давления, а следовательно, не способствовала увеличению пикового отбора газа в зимний период. Аналогичная ситуация – по УППГ-10, где отмечался прирост пластового давления на 0,08 МПа за 49 дней остановки, однако максимальные отборы в период пиковых нагрузок ввиду этого существенно не изменились. Таким образом, длительные остановки УППГ-10 и ТП-9 с точки зрения увеличения уровней отборов газа в ОЗП неэффективны.

Еще одним критерием для оценки целесообразности длительных остановок сеноманской залежи Ямбургского НГКМ является анализ процесса продолжающегося внедрения пластовой воды в продуктивную часть залежи в условиях прекращения отбора газа. Накопленные данные по длительным (109–149 дней) и коротким остановкам УКПГ в летний период и расчеты на ГДМ свидетельствуют о различии в темпах подъема уровня газовой воды (ГВК) по зонам залежи в зависимости от текущего энергетического потенциала. Так, в зонах с высоким пластовым давлением снижение или прекращение отбора газа практически не оказывает влияния на замедление продвижения фронта пластовой воды. Кроме того, сам процесс внедрения воды происходит более интенсивно, чем в зонах с максимально сниженным пластовым давлением. Это объясняется различием давления на границе ГВК в условиях истощенной и невыработанной частей залежи.

Таким образом, обработка и анализ геолого-промысловых данных по результатам остановок в летний период с 2011 г. по настоящее время на сеноманской залежи Ямбургского НГКМ позволяют сформулировать следующие выводы.

1. На данной стадии разработки сеноманской залежи Ямбургского НГКМ длительные летние остановки промыслов целесообразно

проводить лишь на УКПГ-2, -3, -5, относящихся к Ямбургской площади, где по результатам расчетов на трехмерной ГДМ наблюдается максимальный эффект от их применения. Кроме того, скважины обозначенных УКПГ малообводнены, а следовательно, способны возобновить работу после длительного бездействия.

2. Длительные летние остановки промыслов на Ямбургской площади позволяют производить перераспределение запасов газа внутри самой площади, что обеспечивает более равномерную выработку запасов газа.

3. Восстановление пластового давления при длительных летних остановках промыслов позволяет частично нивелировать последствия изменения сезонного спроса на газ, обеспечивая поддержку работы скважин старого фонда в условиях низких устьевых параметров.

4. На восстановление пластового давления в период летних остановок существенное влияние оказывают три фактора (по степени значимости): перераспределение давления внутри эксплуатационных участков (87 %); перетоки газа из периферийных и соседних частей залежи (8,7 %); внедрение воды в залежь (4,3 %).

5. Существенного влияния длительных летних остановок на динамику подъема ГВК не зафиксировано.

6. Накопление энергетического потенциала в период длительных летних остановок обеспечивает увеличение суточных отборов газа в ОЗП.

7. Наибольший эффект от остановок по восстановлению пластового давления наблюдается в первые 50–60 дней. Увеличение сроков остановок направлено на поддержание пластового давления, сохранение необходимого потенциала для осенне-зимнего периода, характеризующегося повышением уровня добычи, продление срока разработки Ямбургской площади. ■