

# АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ДАВЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕНОМАНСКИХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ НАДЫМ-ПУРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

УДК 622.279

Е.В. Попов, ЗАО «ПУРГАЗ» (Губкинский, РФ), epopov@purgaz.com

Р.М. Тугушев, АО «ИГИРГИ» (Москва, РФ), r\_tugushev@rosneft.ru

С.С. Савастюк, ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (Ноябрьск, РФ), savastyuk@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

Выполнен расчет темпов падения пластового давления и темпов отборов газа в процессе эксплуатации газовых залежей сеномана Губкинского и других месторождений. В статью приводятся результаты анализа параметров динамики давления, которые позволяют выделить зоны стабильности динамики темпов падения давления этих объектов. Границы выделенных зон стабильности давления зависят от времени ввода в эксплуатацию участков залежи и положения разломов в теле залежи. Выделенные по стабильности падения давления группы включают кусты с полным набором скважин на всех объектах исследования, что позволяет сопоставить характеристики зон со свойствами залежи и подтвердить важность разделения скважин на группы по данному признаку. Независимо от полноты и глубины вскрытия скважинами пласта и, соответственно, среднесуточных дебитов, выделенная по динамике темпов падения группа включает все добывающие скважины, находящиеся в области, характеризуемой определенными показателями стабильности давления и режима разработки. Таким образом, темпы падения давления являются характерным свойством не конкретной скважины, а зоны (элемента) отбора, включающей куст или даже несколько кустов.

Динамика темпов падения давления и стабильность параметров сопоставления в определенных зонах зависят в основном от характеристик межскважинных, межкустовых объемов залежи, а также влияния окраинных областей залежи между контуром и зоной эксплуатации.

При этом динамика пластового давления характеризует процесс эксплуатации залежи как объекта разработки в целом более четко, чем разнородные исходные данные. В целях оптимизации процесса эксплуатации (снижения водопроявлений и стабилизации добычи газа) предлагается схема выравнивания давления по объему залежи путем распределения и установления оптимальных уровней отбора по результатам анализа темпов падения давления.

Оценка динамики падения пластового давления и группирование скважин по стабильности темпов падения давления представляется необходимой составляющей процедур контроля разработки и оптимизации процесса эксплуатации газовых залежей.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** ГАЗОВАЯ ЗАЛЕЖЬ, ТЕМП ПАДЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, ЗОНА СТАБИЛЬНОСТИ, ВЫРАВНИВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ.

Повышение эффективности процесса эксплуатации газовых залежей основано на анализе динамики параметров залежи и выявлении связей между состоянием залежи и процессом управления разработкой [1–2]. С 2002 г. в рамках процедур контроля за процессом эксплуатации залежей с использованием средств анализа СТС-Expert [3]

выполняется оценка динамических параметров эксплуатации (темпов падения давления, темпов отбора газа) основных разрабатываемых и обслуживаемых месторождений ООО «Газпром добыча Ноябрьск»: Комсомольское, Западно-Таркосалинское, Губкинское и Еты-Пуровское. В статье использованы результаты работы [4] и данные инфор-

мационных отчетов Comteco и ЗАО «ПУРГАЗ» за 2001–2015 гг., а также Comteco и «Газпром добыча Ноябрьск» за 2006–2015 гг., предоставленные фондами предприятий. В настоящей работе представлены результаты разделения зоны эксплуатации на группы скважин по стабильности динамики давления и прогнозу падения давления в них в сено-

**E.V. Popov**, PURGAZ CJSC (Gubkinskiy, Russian Federation), epopov@purgaz.com

**R.M. Tugushev**, IGIRGI JSC (Moscow, Russian Federation), r\_tugushev@rosneft.ru

**S.S. Savastyuk**, Gazprom dobycha Noyabrsk LLC (Noyabrsk, Russian Federation), savastyuk@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

### Analysis of pressure dynamics during operation of Cenomanian gas deposits of the southern part of the Nadym–Purskaya oil and gas area

The calculation of the rate of decline in reservoir pressure and the rate of gas recovery during the operation of Cenomanian gas deposits of Gubkinskoe and other fields was performed. The article presents the results of the analysis of the parameters of pressure dynamics, which allow to identify the stability zones of the pressure drop rate dynamics of these objects.

The boundaries of the pressure stability zones selected depend on the time of commissioning of the deposits and the position of the faults in the deposit. The groups selected by the pressure drop stability include well clusters with a full set of wells at all research sites, which allows to compare the characteristics of zones with reservoir properties and confirm the importance of dividing wells into groups according to this feature. Regardless of the completeness and depth of the formation drilling and, accordingly, the average daily flow rates, the group selected for the pressure drop rate dynamics includes all production wells located in the area characterized by the certain indicators of pressure stability and development mode. Thus, the rate of pressure drop is a characteristic feature of not a particular well, but a zone (element) of selection, including a well cluster or even several clusters.

The dynamics of pressure drop rates and the stability of the matching parameters in certain zones depend mainly on the characteristics of the inter-well and inter-cluster volumes of deposit, as well as the influence of marginal areas of the deposit between the contour and the operation zone. At the same time, the dynamics of reservoir pressure characterizes the operation process of reservoir as an object of development more clearly than different initial data. In order to optimize the operation process (reduce of water seepage and stabilization of gas production), the pressure equalization scheme is proposed by distributing and establishing optimal production rates based on the analysis of pressure drop rates. The assessment of the reservoir pressure drop dynamics and grouping of wells according to the stability of the pressure drop rate are a necessary component of the development control procedures and optimization of the gas reservoir operation process.

**KEYWORDS:** GAS DEPOSIT, RESERVOIR PRESSURE DROP RATE, STABILITY ZONE, PRESSURE EQUALIZATION.

манской газовой залежи Губкинского месторождения [4].

#### МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

По данным для скважин объектов Губкинского месторождения рассчитаны коэффициенты наклона кривых падения пластового давления в сопоставлении с датой замеров и отборами газа по эксплуатационным скважинам в выбранных интервалах эксплуатации залежей (рис. 1–2). Значения полученных коэффициентов численно приведены к единицам пластового давления и характеризуют динамику падения пластового давления за единицу времени (год) для темпов падения давления и за период отбора единицы газа (1 млрд м<sup>3</sup>) для темпов отбора газа.

Таким образом, темп падения давления на определенную дату (дата конца интервала) показывает модальное значение падения давления в указанной скважине за год в данном интервале оценки

параметра. Темп отбора газа, в свою очередь, показывает значение падения пластового давления в этой скважине за период отбора 1 млрд м<sup>3</sup> газа в данном интервале оценки параметра. Эти параметры динамики пластового давления рассчитывались по 2–5 интервалам дат исследуемого процесса эксплуатации залежей для всех эксплуатационных скважин. Интервалы расчета выбраны по стабильности динамики давления в них и составляют от 2 и более лет. Численно оценивается динамика падения давления в скважине для данного интервала дат.

#### АНАЛИЗ ГРУПП СКВАЖИН

Анализ динамики пластового давления с начала разработки детально проводился по эксплуатационным скважинам Южного участка газовой залежи Губкинского месторождения в составе работ по сопровождению базы геолого-промысловых данных ЗАО «ПУРГАЗ» (использованы

данные вышеуказанных информационных отчетов из фондов предприятия). Характер кривых падения давления скважин участка в основном однообразный и отличается у некоторых скважин при плохих свойствах пласта в интервале перфорации.

Площадной анализ карт распределения пластового давления, изменения давления за квартал (и более), темпов падения давления не позволил обоснованно выделить зоны с характерными свойствами параметров (значения, стабильность, динамика). В связи с этим группы скважин со стабильными распределениями динамики пластового давления были выделены на основе сопоставления пластового давления, темпов падения давления скважин на графиках и их динамики.

Разделение скважин на три группы (стабильные, средние и падающие) проявляется на графиках сопоставления пластового

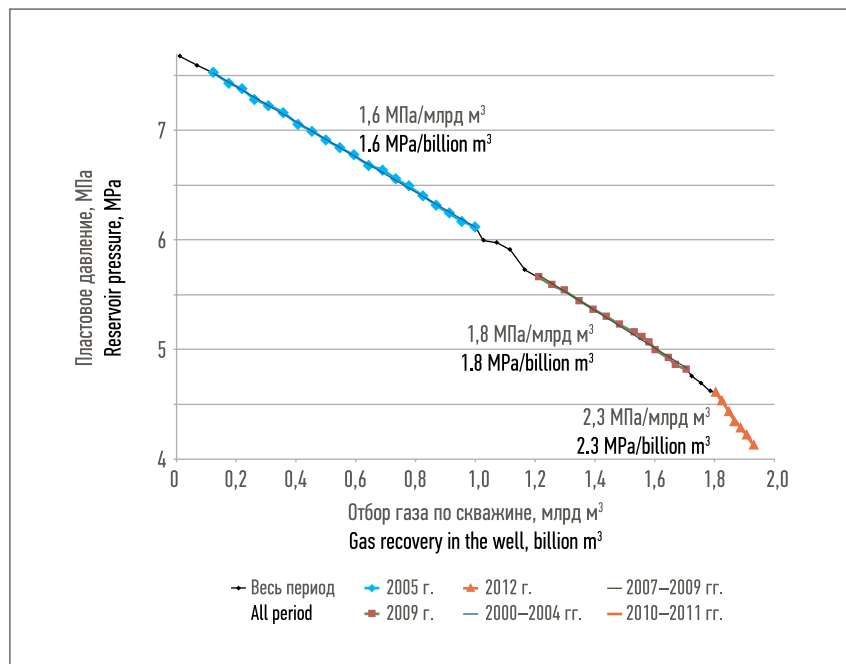


Рис. 1. Оценка темпов отбора газа по скв. 1091 Губкинского месторождения в выбранных интервалах  
Fig. 1. Assessment of the gas recovery rates for well 1091 of the Gubkinskoe field in the selected intervals

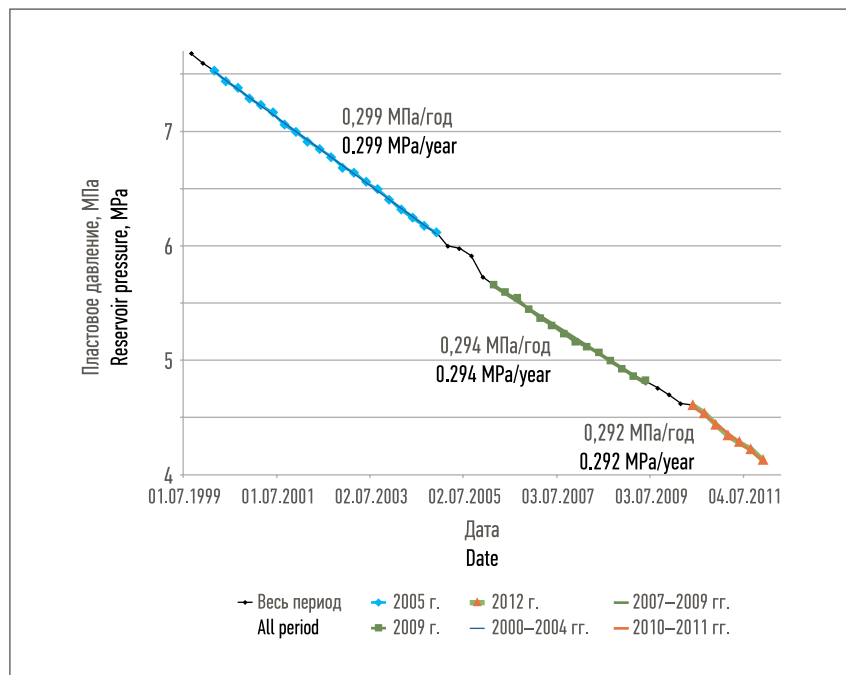


Рис. 2. Оценка темпов падения пластового давления по скв. 1091 Губкинского месторождения в выбранных интервалах  
Fig. 2. Assessment of the pressure drop rates for well 1091 of the Gubkinskoe field in the selected intervals

жении восьми лет наблюдений. Эти же группы скважин выделяются при сопоставлении темпов падения давления с пластовым давлением и темпами отбора газа (рис. 3, 4). Расположение скважин выделенных групп представлено на рис. 3 и 4 и частично объясняет их характеристики по динамике падения давления (рис. 5).

Скважины зон стабильной группы имеют хороший приток газа с трех сторон, что снижает падение давления в них и обеспечивает стабильные дебиты газа. Скважины падающей зоны находятся в центре Южного участка газовой залежи Губкинского месторождения в депрессионной воронке с плохой подпиткой газа с окраин участка, что создает минимальные давления по залежи и высокие значения темпов падения. Скважины средней группы по своим характеристикам располагаются между предыдущими группами и отличаются максимальным диапазоном значений изменения параметров внутри интервала. Графики сопоставления темпов падения давления и пластового давления скважин, а также темпов падения давления разных периодов (см. рис. 3, 4) эффективно применяются на других месторождениях для разделения скважин на группы по стабильности динамики давления.

#### ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Разделение Южного участка газовой залежи Губкинского месторождения на зоны по стабильности динамики давления детализирует залежь не только по динамике пластового давления. Данное разделение подчеркивает отличие динамики темпов отбора газа для каждой из выделенных групп (см. рис. 4). Общий характер связи темпов отбора газа на 2007 и 2012 г. показывает простое увеличение параметров по всему диапазону на постоянную величину. В каждой группе линии регрессии сопоставления параметров имеют

давления скважин с давлением в предыдущем квартале в виде характерной связи параметров для каждой группы. Угол наклона графика для каждой группы

изменяется соответственно и зависит от сезонных колебаний отборов газа. Стабильность состава групп и аналогия изменений связей фиксировались на протя-

большой наклон и более тесный характер связи (см. рис. 4), т. е. в зависимости от зоны скважины с более высокими темпами отбора газа имеют тенденцию увеличения на меньшее значение.

Большие толщины залежи на Южном участке эксплуатации залежи и вскрытие пласта скважинами кустов в различных слоях обеспечивают дифференциацию пластового давления в скважинах одного куста [7]. Вместе с тем разделение на зоны по темпам падения давления выполняется целиком по кустам, а не по отдельным скважинам (рис. 5). Таким образом, дифференциация динамики давления является характеристикой зон залежи в процессе эксплуатации, а не отдельных скважин.

Характер разделения на группы по стабильности распределений темпов падения давления целиком по кустам выдерживается и на других объектах исследования. Локальность распределений темпов падения давления выдерживается как на графиках, так и по площади зоны эксплуатации залежи. Подтверждается важное свойство разделения скважин на группы по стабильности распределений темпов падения давления. Независимо от интервала вскрытия пласта (слоя) в скважинах куста, толщины интервала вскрытия, среднесуточных дебитов все выделенные группы состоят из списков с полным набором скважин в кустах. Следовательно, темпы падения давления выступают характерным свойством не конкретной скважины, а зоны отбора куста и, чаще, зоны нескольких кустов.

Характер выделения зон стабильности темпов падения давления показывает, что динамика пластового давления зависит не только от фильтрационно-емкостных свойств области дренирования скважины. Изменение темпов падения давления и стабильность их положения в выделенных зонах больше зависят от характе-

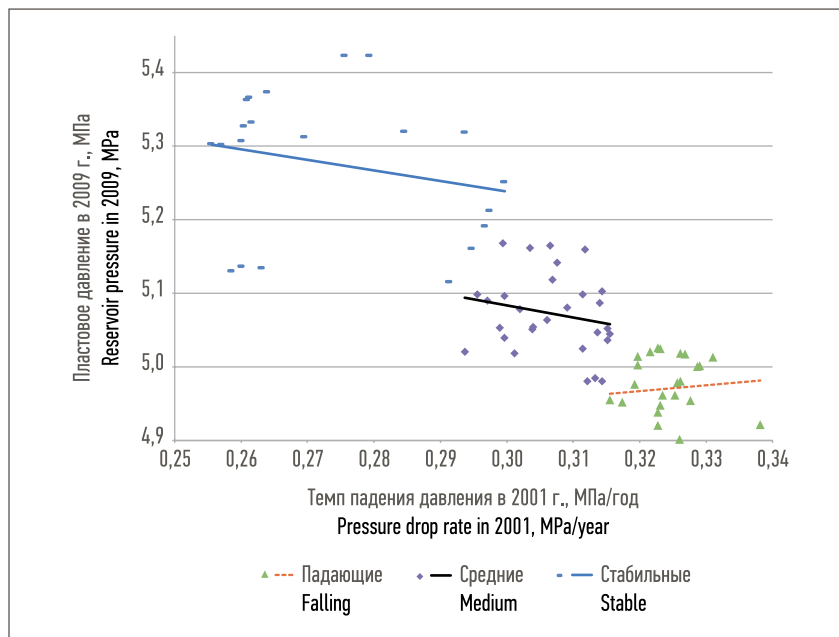


Рис. 3. Группы скважин по стабильности динамики давления на основе сопоставления темпа падения давления в 2009–2011 гг. и пластового давления в 2009 г.

Fig. 3. Groups of wells by the stability of the pressure dynamics on the basis of comparing the rate of pressure drop in 2009–2011 and reservoir pressure in 2009

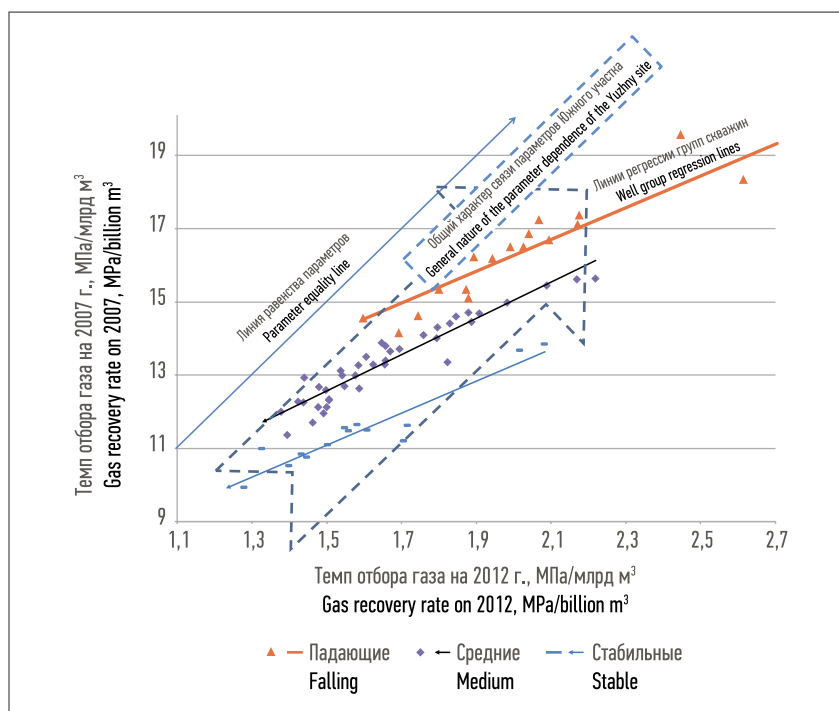


Рис. 4. Сопоставление темпов отбора газа на 2007 и 2012 гг. в группах скважин Южного участка, выделенных по стабильности динамики давления

Fig. 4. Comparison of gas recovery rates for 2007 and 2012 in the groups of wells of the Yuzhny site, which were selected by the stability of pressure dynamics

ристик межскважинных, межкустовых объемов залежи, а также областей окраин залежи между контурами и зоной эксплуатации.

Параметры динамики пластового давления характеризуют процесс эксплуатации залежи как объекта разработки в целом более четко,

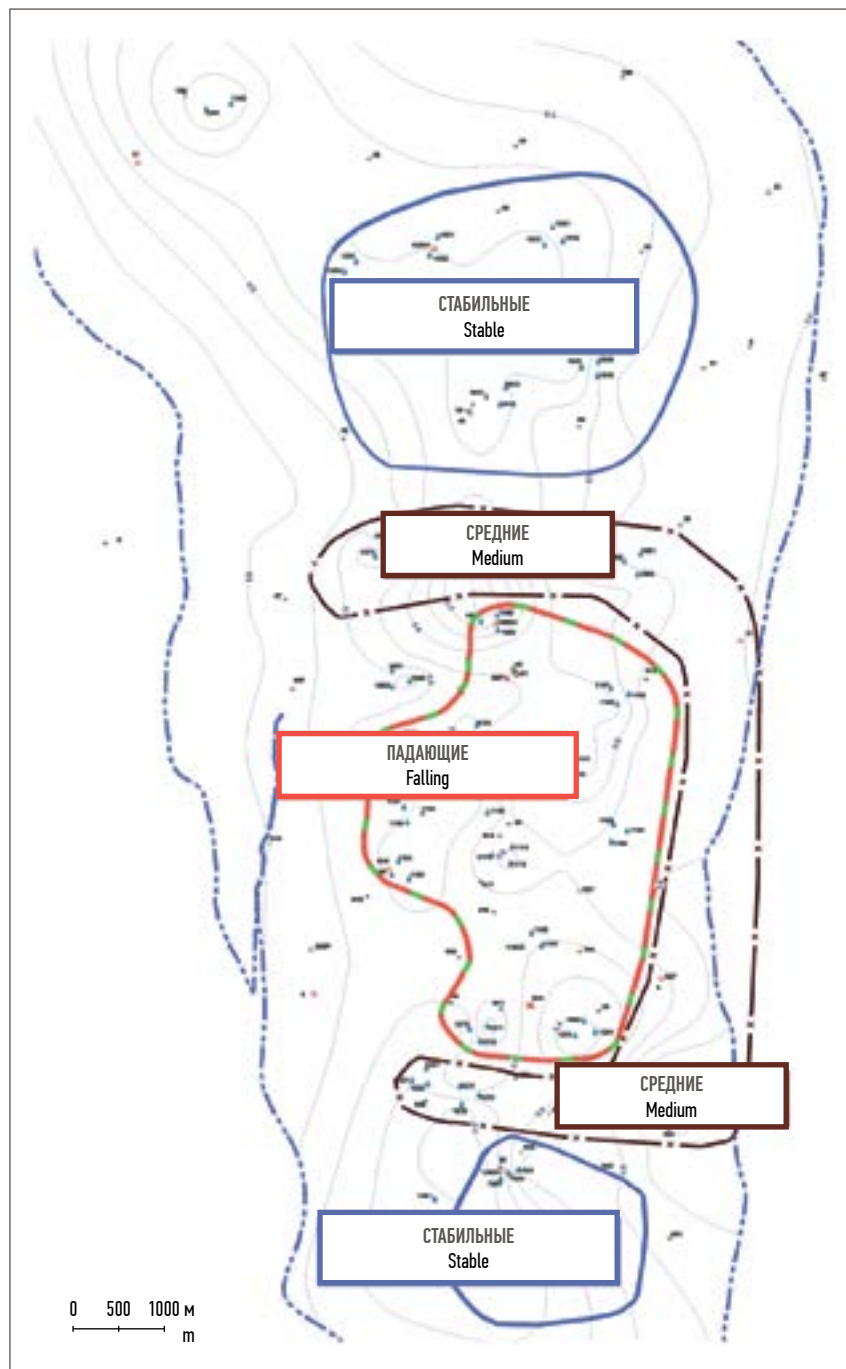


Рис. 5. Контуры зон стабильности динамики давления Южного участка Губкинского месторождения

Fig. 5. Contours of the zones of the pressure dynamics stability of the Yuzhny site of the Gubkinskoe field

чем разнородные исходные данные. Поэтому результаты анализа динамики пластового давления и разделения залежи на зоны по стабильности давления необходимо учитывать при формировании технологических режимов разработки скважин и регулировании отборов газа.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ динамики темпов падения давления основных разрабатываемых и обслуживаемых месторождений «Газпром добыча Ноябрьск» (Комсомольское, Западно-Таркосалинское и Еты-Пуровское) с использованием аналогичных сопоставлений по-

зволил выделить на них зоны с характерной стабильностью динамики пластового давления. Границы и положение этих зон в теле залежей коррелируются часто с линиями разломов, отличием времени ввода в эксплуатацию и другими факторами. Вместе с тем характерная динамика темпов падения давления выделенных групп в процессе эксплуатации с сохранением границ групп свидетельствует о наиболее важной причине дифференциации падения давления в теле залежи.

Основными инструментами регулирования отборов в процессе эксплуатации газовых месторождений (в зависимости от режима эксплуатации) выступают выравнивание давления по объему залежи путем распределения отбора газа в эксплуатационных скважинах и (или) воздействие на динамику обводнения скважин путем установления оптимальных уровней отбора с учетом неоднородности отложений [4]. Конкретные методы регулирования отборов скважин зависят от ряда технологических факторов и целей. При этом необходимо учитывать принадлежность скважины (куста) к определенной зоне по стабильности динамики давления, так как конкретное значение пластового давления или темпа падения давления не всегда правильно характеризуют темп падения давления в данной скважине. Для подтверждения правильности параметров регулировки желательно оценивать динамику темпов падения давления в последующем и учитывать движение контакта в данной зоне залежи.

В случае, когда регулирование нацелено на выравнивание давления, а именно, снижение темпов падения давления скважин кустов, группы скважин для зон с высокими темпами, поставленная задача решается за счет снижения отборов газа скважин выбранных групп с высоким темпом падения давления. Также выполняются



контроль (оценка темпов падения давления в течение 2–4 кварталов после начала регулировки) и сопоставление с предыдущими периодами для уточнения параметров регулирования (буферных давлений, диаметров шайб или

другое). В данной схеме должны использоваться результаты анализа темпов падения давления при выравнивании давления по объему залежи.

Таким образом, оценка динамики падения пластового давления

и группирование скважин по стабильности темпов падения давления входит в число необходимых составляющих процедуры контроля разработки и оптимизации процесса эксплуатации газовых залежей. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев О.Ф., Басниев К.С., Берман Л.Б. и др. Особенности разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири. М., Недра, 1984. 212 с.
2. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловый геологии. М.: Недра, 1988. 203 с.
3. Программный комплекс СТС-EXPERT [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.comteco.ru/prod.html> (дата обращения: 20.01.2019).
4. Анализ и площадное обобщение геолого-геофизических и газопромысловых данных по Губкинскому месторождению. 2 этапа [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
5. Ермилов О.М., Маслов В.Н., Нанивский Е.М. Разработка крупных газовых месторождений в неоднородных коллекторах. М., Недра, 1987. 206 с.
6. Рассохин Г.В., Леонтьев И.А., Петренко В.И. и др. Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1979. 272 с.
7. Жбаков В.А., Колмаков А.В., Тугушев М.Х. Геолого-промысловый анализ разработки сеноманских газовых залежей южной части Надым-Пурской нефтегазоносной области // Горные ведомости. 2005. № 4. С. 96–108.

#### REFERENCES

1. Andreev O.F., Basniev K.S., Berman L.B., et al. Features of the Exploration and Development of Gas Fields in Western Siberia. Moscow, Nedra, 1984, 212 p. (In Russian)
2. Dementiev L.F. System Research in Oil and Gas Geology. Moscow, Nedra, 1988, 203 p. (In Russian)
3. Program complex СТС-EXPERT [Electronic source]. Access mode: <http://www.comteco.ru/prod.html> (access date: January 20, 2019). (In Russian)
4. Analysis and Areal Summary of Geological, Geophysical and Gas Field Data for the Gubkinskoe Field. 2 Stages [Electronic source]. Access mode: limited. (In Russian)
5. Ermilov O.M., Maslov V.N., Nanivsky E.M. Development of Large Gas Fields in Heterogeneous Reservoirs. Moscow, Nedra, 1987, 206 p. (In Russian)
6. Rassokhin G.V., Leontiev I.A., Petrenko V.I., et al. Control over the Development of Gas and Gas Condensate Fields. Moscow, Nedra, 1979, 272 p. (In Russian)
7. Zhbakov V.A., Kolmakov A.V., Tugushev M.Kh. Geological Field Analysis of the Development of Cenomanian Gas Deposits in the Southern Part of the Nadym-Purskaya Oil and Gas Region. Gornye vedomosti = Mining News, 2005, No. 4, P. 96–108. (In Russian)

neftegaz.gubkin.ru

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

2019  
22-25  
АПРЕЛЯ



МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ  
НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
НЕФТЬ И ГАЗ 2019



INTERNATIONAL YOUTH  
SCIENTIFIC CONFERENCE  
OIL AND GAS 2019

#НЕФТЬиГАЗ2019  
#OilandGAS2019



Более  
400  
организаций

Более  
800  
научных  
докладов

Более  
2000  
участников

