

УДК 622.32(571.1)

Задачи и комплекс геолого-технических решений для эффективного освоения ачимовских отложений Уренгойского месторождения

А.Ю. Корякин¹, М.Г. Жариков¹, М.Ю. Сафронов^{2*}, К.И. Кондратьев²

¹ ООО «Газпром добыча Уренгой», Российская Федерация, 629300, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Железнодорожная, д. 8

² ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой», Российская Федерация, 629300, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. 26 съезда КПСС, д. 11 «а»

* E-mail: m.yu.safronov@gd-urengoy.gazprom.ru

Ключевые слова: ачимовские отложения, низкопроницаемый коллектор, гидроразрыв пласта, фазовые превращения газоконденсатных систем, многофазный поток.

Тезисы. Эффективное освоение ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения и полноценное использование их высокого ресурсного потенциала связаны с обеспечением стабильной эксплуатации глубоких газоконденсатных скважин в условиях низкопроницаемого коллектора с аномально высоким поровым давлением и значительного влияния фазовых превращений пластового флюида на процессы добычи. В процессе обоснования и принятия управленческих решений по добыче углеводородного сырья и составления рационального технологического режима работы скважин ключевыми являются следующие звенья:

- представительная информация о компонентно-фракционном составе пластового флюида, его физико-химических и термодинамических свойствах в горно-геологических условиях ачимовских отложений;
- достоверные данные о структуре потока в лифте скважин различного профиля и его гидродинамических параметрах для корректного расчета забойных давлений и прогнозирования оптимальных значений депрессии на пласт;
- учет реакции горных пород призабойной зоны на создаваемые депрессии, а также процессов, влияющих на продуктивность скважин по мере истощения залежи и увеличения эффективного давления, – ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллектора, изменения насыщенностей и фазовых проницаемостей, снижения эффективности операций по гидроразрыву пласта.

Обоснование рационального режима эксплуатации скважин с целью минимизации потерь конденсата в пласте сводится к решению задач узлового анализа для системы «скважина-пласт». Расчет потерь давления и значений забойного давления в скважинах основан на механистическом моделировании многофазного потока при заданных устьевых параметрах; при этом для каждого из расчетных элементов скважины определяется фазовое состояние добываемого флюида и в явном виде учитывается изменение свойств фаз и структуры потока по стволу. Кроме того, установление оптимального режима эксплуатации скважины связано с необходимостью определения продуктивности пласта для рассчитанных значений забойного давления и депрессии.

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ) уникально не только ресурсами газа, газового конденсата и нефти, но и геологическим строением и условиями разработки залежей углеводородного сырья. Актуальность и значимость освоения запасов ачимовских отложений определяются необходимостью компенсировать снижение объемов добычи природного газа и газового конденсата из базовых продуктивных горизонтов и таким образом реализовать стратегию ООО «Газпром добыча Уренгой» по поддержанию уровней добычи газа и увеличению добычи жидких углеводородов.

Сложность и особенность геологического строения ачимовской толщи УНГКМ по сравнению с вышележащими готерив-барремскими и сеноманскими отложениями определяются тектоническими нарушениями, выклиниванием пластов и их литологической неоднородностью, линзовидностью природных резервуаров, негоризонтальностью газожидкостных контактов, крайне низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Пластовая углеводородная система обладает ретроградными свойствами, что определяется ее широким фракционно-компонентным составом (температура конца кипения свыше 450 °С) со значительным содержанием промежуточных углеводородов C₂–C₄ (12–14 % мол.) и парафиновых фракций

(до 6 % масс.) и высоким потенциальным конденсатосодержанием (275–320 г/м³ и более). Вместе с тем углеводородная система недонасыщена из-за аномально высокого начального пластового давления (АВПД), которое составляет 57–62 МПа на глубинах 3500–3700 м. В некоторых случаях совокупность этих особенностей является причиной неоднозначности оценок фазового состояния природных углеводородных систем. Все вышеперечисленное определяет круг задач, решить которые необходимо для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов ачимовских отложений УНГКМ и полноценного использования их высокого ресурсного потенциала.

В свете означенных целей специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» и Тюменского филиала ООО «Газпром проектирование» совместно реализуется комплекс актуальных инженерных, геолого-технических и технологических решений в рамках проектных документов по разработке и эксплуатации ачимовских отложений УНГКМ: так, в 2009 г. ООО «Газпром добыча Уренгой» был успешно запущен в опытно-промышленную эксплуатацию ачимовский газоконденсатный промысел ГКП-22.

Опыт строительства и освоения первых скважин в низкопроницаемых коллекторах ачимовских отложений показал необходимость проведения большеобъемного (более 300 т пропанта) гидроразрыва пласта (ГРП) в комплексе с совершенствованием конструкции скважин для достижения проектных дебитов и устьевых параметров. С целью эффективного и надежного проведения технологических операций ГРП разработан ряд конструктивных решений, из которых принципиальным является строительство скважин S-образного профиля с набором зенитного угла до 45° и цементированием «хвостовика» эксплуатационной колонны [1].

Сегодня на ГКП-22 построены более 40 скважин преимущественно с S-образным профилем ствола. Применение технологии большеобъемного ГРП в скважинах позволило значительно улучшить показатели их эксплуатации: кратно увеличить продуктивность при одновременном снижении депрессии на пласт, что особенно важно, когда фильтрующаяся газоконденсатная смесь обладает высоким потенциальным содержанием углеводородов группы C_{5+В}. В связи с определяющим значением технологии ГРП при разработке ачимовских залежей УНГКМ продолжаются работы

по совершенствованию данного метода интенсификации притока: успешно апробирована и внедрена технология HiWay (Schlumberger) с целью увеличения полудлины трещины; систематически проводится обзор современных технологий ГРП для наклонно направленных и горизонтальных скважин, в том числе многостадийного ГРП; анализируются возможности применения пропанта с полимерным покрытием или цилиндрического пропанта с целью недопущения разрушения и последующего его выноса из перфорационных каналов. Кроме того, в условиях объективного и необратимого уменьшения проводимости трещин ГРП по мере выработки коллектора оцениваются возможности проведения повторного ГРП в эксплуатационных скважинах, а также осуществляется поиск альтернативных методов интенсификации притока и повышения компонентоотдачи ачимовских залежей.

Принятие эффективных решений по добыче газа и жидких углеводородов, а также обоснование технологических режимов работы скважин предполагают в качестве одного из ключевых этапов проектирования разработки месторождения создание адекватной модели пластовой смеси, которая позволяет корректно учитывать влияние фазовых превращений пластового флюида на процессы добычи. Основой моделирования и прогноза динамики состава пластовой смеси, а также содержания углеводородов группы C_{5+В} при разработке месторождения на естественном режиме являются результаты промысловых газоконденсатных и лабораторных PVT¹-исследований с определением фракционно-компонентного состава и физико-химических свойств добываемого флюида. Корректность модели газоконденсатной системы определяется, с одной стороны, степенью соответствия состава продукции скважин истинному составу пластовой смеси. Анализ накопленных данных показал, что погрешности и неточности при проведении промысловых исследований (замеры дебитов газа сепарации и нестабильного конденсата) и лабораторных экспериментов (определение выхода фракций и их физико-химических свойств) приводят к существенным искажениям и неверным представлениям о фазовом состоянии и свойствах газоконденсатной смеси. С другой стороны, несмотря на значительное количество теоретических подходов к расчету фазовых

¹ PVT – акроним от *англ.* pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).

превращений, а также практических результатов исследований поведения чистых веществ, бинарных, тройных и многокомпонентных углеводородных смесей, не всегда обеспечивается достаточное соответствие прогноза реально происходящим процессам. Существующие методы расчета фазовых равновесий на основе различных модификаций уравнения состояния позволяют получать надежные результаты в ограниченном диапазоне давлений – от 0,1 до 30 МПа. Дополнительная сложность достоверного прогнозирования поведения газоконденсатной смеси связана с наличием АВПД и высоким содержанием конденсатообразующих компонентов в пластовом газе [2].

При проектировании разработки ачимовских отложений решена сложная задача построения адекватной термодинамической модели газоконденсатной системы, обладающей ретроградными свойствами и характеризующейся большой чувствительностью к изменению термобарических параметров. В основе ее решения лежат алгоритмы последовательной адаптации модели пластового флюида к результатам промысловых газоконденсатных исследований и лабораторных PVT-экспериментов [2, 3].

Другой задачей эффективного освоения запасов ачимовской толщи является обеспечение стабильной работы скважин, т.е. назначение технологического режима их эксплуатации. Обоснование и оптимизация режимов работы скважин базируются на гидродинамических расчетах параметров многофазного потока в стволах скважин различных конструкций при известных устьевых параметрах и известном составе добываемого флюида. Знание функциональных зависимостей потерь давления в скважинах и в конечном счете величины забойного давления от дебитов скважин позволяет устанавливать оптимальную величину депрессии на пласт, а также прогнозировать динамику конденсатосодержания и добычи углеводородного сырья [4]. Анализируя известные методы математического моделирования многофазных течений, можно выделить два основных подхода – эмпирические корреляции и механистические модели.

Эмпирические корреляции основываются на согласовании экспериментальных и промысловых данных с некоторой моделью, содержащей группы физических параметров. Многофазный поток в таком случае рассмат-

ривается как однородная смесь газа и жидкости. Эмпирический подход позволяет получать адекватные результаты достаточно просто и быстро, но в некоторых условиях он не отражает реальной ситуации, так как не имеет строгой научной основы для его экстраполяции в диапазоны, значительно отличающиеся от экспериментальных. Анализ различных методов расчета динамического забойного давления в ачимовских скважинах показал, что достаточно высокой точностью (погрешность 0,9–4,6 %) обладает метод Каллендера – Смита (*англ.* Cullender–Smith) [5].

В отличие от эмпирических корреляций, механистический подход позволяет моделировать более сложные свойства потока и прогнозировать его режимы, используя основные физические законы. Механистическое моделирование основывается на принятии ряда допущений таким образом, чтобы доминирующие явления были учтены в математической модели, а менее важные игнорировались, позволяя путем экстраполяции расчетных данных прогнозировать процессы газожидкостного течения в области, где отсутствуют экспериментальные данные, и с достаточной точностью осуществлять расчетный эксперимент. Расчет распределения давления по стволу скважины при установившемся неизотермическом движении газожидкостной смеси сводится к решению системы уравнений сохранения количества движения и энергии смеси. В качестве замыкающих соотношений используются:

- уравнение состояния для определения соотношения и составов фаз, а также их физических свойств;
- соотношения для расчета вязкостей газа и нестабильного конденсата, а также межфазного натяжения;
- функциональные зависимости для определения структуры течения и гидравлических потерь.

Применение механистического подхода для текущих составов и рабочих условий, характерных для ачимовских скважин, показало, что газоконденсатная система движется в дисперсно-кольцевом режиме: в ядре рассеивается основная часть жидкости в виде «тумана», и на стенках труб остается лишь незначительная по толщине пленка. Для таких условий наиболее эффективным методом прогнозирования параметров потока является метод Анзари, который также показал достаточно высокую точность

при определении динамического забойного давления в ачимовских скважинах [4].

Другая сторона задачи установления оптимального режима работы скважины – это необходимость учета эффектов, вызванных выработкой низкопроницаемого коллектора при значительных величинах депрессии на пласт, и увеличения эффективного давления по мере истощения залежи. Основные факторы, влияющие на продуктивность скважины, – существенное снижение проницаемости ачимовских отложений, особенно литологических разностей с худшими коллекторскими свойствами, снижение проводимости трещины ГРП в среднесрочной перспективе, уменьшение относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

Вопросу ОФП при моделировании притока к скважинам, дренирующим газоконденсатную залежь без поддержания пластового давления, посвящено множество публикаций, и тем не менее он продолжает оставаться дискуссионным. Один получивший широкое распространение подход предложен в работах Уитсона и Феванга [6, 7], где показано, что вблизи добывающей скважины ОФП для газа является функцией отношения ОФП по газу к ОФП по конденсату, которая, в свою очередь, определяется насыщенностью пласта жидкой фазой – ретроградным конденсатом, выпавшим при контактной конденсации флюида, поступающего в скважину. Там же отмечено, что во многих случаях снижение забойного давления ниже давления начала конденсации, вызывающее активное накопление ретроградного конденсата вокруг скважины, может не приводить к столь значительному падению продуктивности скважин, как предполагалось ранее. Снижение ОФП по газу происходит в меньшей степени, и коэффициент продуктивности скважины оказывается выше прогнозируемых значений.

Таким образом, повышение точности прогнозирования технологических режимов работы скважин позволяет не только оптимизировать их работу, но и достичь максимальных коэффициентов извлечения конденсата и газа из пласта.

Как уже отмечалось ранее, в октябре 2009 г. ООО «Газпром добыча Уренгой» при научно-методической поддержке Тюменского филиала ООО «Газпром проектирование» приступило к разработке ачимовских отложений Уренгойского месторождения. Опыт, приобретенный ООО «Газпром добыча Уренгой» в результате ввода в опытно-промышленную

эксплуатацию газоконденсатного промысла ГКП-22, лег в основу разработки и реализации комплекса инженерно-технических решений, направленных на эффективное освоение трудноизвлекаемых запасов углеводородов ачимовских отложений. Для обоснованного управления добычей углеводородного сырья и надежного прогнозирования технологических режимов эксплуатации скважин в условиях объективной геологической неопределенности и недостатка информации необходимо продолжить изучение пород-коллекторов, пластовых углеводородных систем и скважин, а также совершенствовать научно-методическую базу.

Список литературы

1. Ли Г.С. Опыт строительства скважин в сложных горно-геологических условиях II участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / Г.С. Ли, И.В. Стасенков, М.Ю. Сафронов // Материалы VI Научно-практической конференции молодых специалистов и ученых. – Надым, 2011.
2. Токарев Д.К. Адаптационная схема создания адекватных моделей газоконденсатных систем (на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ) / Д.К. Токарев, Д.Г. Фатеев, А.Г. Козубовский и др. // Территория нефтегаз. – 2012. – № 12. – С. 46–53.
3. Брусиловский А.И. Эффективный метод построения и адаптации PVT-моделей пластовых флюидов газоконденсатных месторождений и газовых шапок нефтегазоконденсатных залежей / А.И. Брусиловский, Т.С. Ющенко // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 56–60.
4. Корякин А.Ю. Опыт применения механистического моделирования параметров многофазного потока в стволе скважин ачимовских отложений Уренгойского НГКМ с целью уточненного прогнозирования градиента давления / А.Ю. Корякин, Н.А. Дороничев, М.Ю. Сафронов и др. // Территория нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 94–102.
5. Брилл Дж.П. Многофазный поток в скважинах / Дж. П. Брилл, Х. Мукерджи; пер. с англ. Ю.В. Русских; под ред. М.Н. Кравченко. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
6. Fevang O. Modeling gas condensate well deliverability: SPE 30714 / O. Fevang, C.H. Whitson, U. Trondheim. – Dallas, USA: Society of Petroleum Engineers, Inc., 1995.
7. Whitson C.H. Gas condensate relative permeability for well calculations: SPE 56476 / C.H. Whitson, O. Fevang, A. Savareid. – Dallas, USA: Society of Petroleum Engineers, Inc., 1999.

The tasks and a complex of geological and engineering solutions for effective development of Achim deposits at Urengoy field

A.Yu. Koryakin¹, M.G. Zharikov¹, M.Yu. Safronov^{2*}, K.I. Kondratyev²

¹ Gazprom Dobycha Urengoy LLC, Bld. 8, Zheleznodorozhnaya street, Novyy Urengoy, the Yamal-Nenets Autonomous District, 629300, Russian Federation

² Engineering and Technical Centre of Gazprom Dobycha Urengoy LLC, Bld. 11“a”, XXVI syezda KPSS street, Novyy Urengoy, the Yamal-Nenets Autonomous District, 629300, Russian Federation

* E-mail: m.yu.safronov@gdurengoy.gazprom.ru

Abstract. Efficient development of Achim deposits of Urengoy oil-gas-condensate field and full-value usage of their high resource potential relate to provision of stable operation of the deep gas-condensate wells in case of a low-permeable reservoir with the abnormal high pore pressure and heavy impact of fluid transformations to production processes. During justification and adoption of managerial solutions on production of hydrocarbons and rational well performance choice there are the following main parts:

- representative information about fractional analysis of a formation fluid, its physical-chemical and thermodynamic properties in mining-and-geological condition of Achim deposits;
- authentic data about the flow structure in tubing with various profiles and on their hydrodynamic parameters for correct calculation of bottom-hole pressures and forecast of optimal values for drawdown;
- regard for both rock strength near wellbore space to drawdowns being created, and processes influencing productivity during hydrocarbon production and rising of efficient pressure (namely, worsening of reservoir porosity and permeability, changing of saturation, lowering of hydraulic fracturing efficacy).

Justification of rational well inflow performance aimed at minimization of condensate losses comes to nodal analysis for a system “a well – a formation”. Calculation of pressure losses and values of bottom-hole pressure is based on mechanistic modelling of a multiphase flow when the wellhead parameters are given. Moreover, for every calculated element of a well the phase of a produced fluid is determined, and the changes of phase properties and flow structure along wellbore must be stated in an explicit form. Besides, adjustment of an optimal well performance relates to necessity of formation performance determination for calculated values of bottom-hole pressure and drawdown.

Keywords: Achim sediments, low-permeable reservoir, hydraulic fracturing, gas-condensate systems' phase behaviour, multiphase flow.

References

1. LI, G.S., I.V. STASENKOV and M.Yu. SAFRONOV. Practice of well construction in complicated mining-geological environment at the second site of Urengoy-field Achim sediments [Opyt stroitelstva skvazhin v slozhnykh gorno-geologicheskikh usloviyakh II uchastka achimovskikh otlozheniy Urengoyского NGKM]. In: *Proc. of the VI Scientific-practical conference of young specialists in Nadym, April 2011*. (Russ.).
2. TOKAREV, D.K., D.G. FATEYEV, A.G. KOZUBOVSKIY et al. Adaptation scheme for creation of adequate models for gas-condensate systems (on example of Achim deposits of the Urengoy oil-gas-condensate field) [Adaptatsionnaya schema sozdaniya adekvatnykh modeley gazokondensatnykh sistem (na primere achimovskikh otlozheniy Urengoyского NGKM)]. *Territotiya neftegaz*. 2012, no. 12, pp. 46–53. ISSN 2072-2745. (Russ.).
3. BRUSILOVSKIY, A.I. and T.S. YUSHCHENKO. Efficient method for construction and adjustment of PVT-models related to bedded fluids of gas-condensate fields and gas caps of oil-gas-condensate deposits [Effektivnyy metod postroyeniya i adaptatsii PVT-modeley plastovykh fluidov gazokondensatnykh mestorozhdeniy i gazovykh shapok neftegazokondensatnykh zalezhey]. *Neftyanoye khozyaystvo*. 2015, no. 1, pp. 56–60. ISSN 0028-2448. (Russ.).
4. KORYAKIN, A.Yu., N.A. DORONICHEV, M.Yu. SAFRONOV et al. Practice of application mechanistic simulation of multiphase flow parameters in a well column of Achim sediments at Urengoy field aimed at more precise forecasting of pressure gradient [Opyt primeneniya mekhanisticheskogo modelirovaniya parametrov mnogofaznogo potoka v stvole skvazhin achimovskikh otlozheniy Urengoyского NGKM s tselyu utochnennogo prognozirovaniya gradiyenta davleniya]. *Territotiya neftegaz*. 2015, no. 10, pp. 94–102. ISSN 2072-2745. (Russ.).
5. BRILL, James P. and H. MUKHERJEE. *Multiphase flow in wells*. Translated from the English. Moscow: Izhevsk: Institut kompyutnykh issledovaniy, 2006. (Russ.).
6. FEVANG, O., C.H. WHITSON and U. TRONDHEIM. *Modeling gas condensate well deliverability*. SPE 30714. Dallas, USA: Society of Petroleum Engineers, Inc., 1995.
7. WHITSON, C.H., O. FEVANG and A. SAVAREID. *Gas condensate relative permeability for well calculations*. SPE 56476. USA: Society of Petroleum Engineers, Inc., 1999.