

ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА УГЛЕВОДОРОДОВ $C_{5+В}$ В ДОБЫВАЕМОЙ ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.276.1/4

М.Р. Назыров, к.т.н., ООО «ВолгоУралНИПИгаз» (Оренбург, РФ)

С.В. Еремеева, ООО «ВолгоУралНИПИгаз»

О.Н. Валеева, ООО «ВолгоУралНИПИгаз»

А.Н. Швец, ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, РФ)

А.И. Овчаренко, ООО «Газпром добыча Оренбург»

В соответствии с нормативной документацией на проектирование разработки газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений в основе прогноза добычи конденсата газового стабильного (пентаны плюс вышекипящие углеводороды – $C_{5+В}$) лежат промыслово-лабораторные исследования на газоконденсатность. В промысловые исследования входят определение технологических параметров, замеры количества добываемого сырья и отборы поверхностных проб. Лабораторные исследования включают изучение компонентного состава и физико-химических свойств углеводородных смесей. Важнейшим параметром, характеризующим степень извлечения конденсата, является потенциальное содержание углеводородов $C_{5+В}$ в газовой фазе пластовой смеси и его динамика в процессе падения пластового давления, которая определяется либо на основании термодинамических исследований фазового состояния (исследования пластовых флюидов на установке высокого давления), либо расчетным способом с использованием уравнений состояния реального газа. Данные по динамике свойств пластовых флюидов пластового газа необходимо учитывать при прогнозе объемов добычи конденсата. Однако в реальных условиях разработки месторождений добыча конденсата определяется не только фазовыми переходами при снижении пластового давления, но и множеством других факторов, связанных как с особенностями пластовой системы (в частности, с наличием остаточной нефтенасыщенности или нефтяной оторочки), так и с подготовкой добываемой продукции на промысле. В статье представлен перечень факторов, влияющих на газоконденсатные характеристики и учет углеводородов $C_{5+В}$ в добываемой смеси основной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Даны рекомендации, позволяющие оперативно и достаточно представительным образом определять состав и свойства извлекаемого сырья как для текущего и перспективного планирования добычи, выработки целевых продуктов, так и для списания запасов.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ОРЕНБУРГСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОСНОВНАЯ ЗАЛЕЖЬ, ДОБЫВАЕМАЯ ПЛАСТОВАЯ СМЕСЬ, ГАЗОКОНДЕНСАТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ПОТЕНЦИАЛЬНОЕ СОДЕРЖАНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ ГРУППЫ ПЕНТАНОВ И ВЫШЕКИПАЮЩИХ, ВЛИЯЮЩИЙ ФАКТОР, ИССЛЕДОВАНИЕ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОСТЬ.

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) является уникальным по запасам и компонентному составу природного газа. Переработка сырья ОНГКМ на газоперерабатывающем и гелиевом заводах позволяет производить такие продукты, как товарный газ, стабильный конденсат, серу, газ сжиженный, одоранты, гелий, этан и др.

Основой сырьевой базы Оренбургского газохимического ком-

плекса даже с учетом высокой степени выработки запасов остается основная газоконденсатная залежь ОНГКМ.

Состав и свойства добываемой пластовой смеси, а соответственно, и качество сырья, подаваемого на переработку, претерпевают изменения в процессе эксплуатации месторождения.

При проектировании разработки газоконденсатного месторождения для прогноза добычи

конденсата важно знать газоконденсатные характеристики (ГКХ), в числе которых – совокупность параметров, характеризующих состав, свойства и фазовое поведение (PVT-свойства) углеводородов (УВ) пластовых флюидов месторождения [1].

Из всех компонентов добываемого пластового газа в процессе разработки месторождения наиболее существенно меняется содержание конденсата,

Nazyrov M.P., Candidate of Sciences (Engineering), VolgoUralNIPGaz LLC (Orenburg, Russian Federation)

Yeremeeva S.V., VolgoUralNIPGaz LLC

Valeeva O.N., VolgoUralNIPGaz LLC

Shvets A.N., Gazprom dobycha Orenburg LLC (Orenburg, Russian Federation)

Ovcharenko A.I., Gazprom dobycha Orenburg LLC

Features of accounting of the C_{5+h} hydrocarbons in the extracted formation fluid of the Orenburgskoe oil and gas condensate field

The forecast of production of stable gas condensate (pentanes plus high-boiling hydrocarbons – C_{5+h}) is based on the field and laboratory studies of the gas and condensate content of the reservoir, according to the regulatory documentation for design of development of the gas and oil-and-gas condensate fields. The field research includes the determination of technological parameters, the measurement of the produced feed amount, and the selection of surface samples. Laboratory studies include the research of the component composition and physical and chemical properties of hydrocarbon mixtures. The most important parameters characterizing the condensate recovery degree are the potential content of the C_{5+h} hydrocarbons in the gas phase of the formation fluid and its dynamics during the formation pressure decrease. This dynamics is determined either by thermodynamic research of the phase state (research of formation fluids at the high-pressure unit) or by calculation with using the real gas state equations. The properties dynamics data on the formation fluids of reservoir gas should be taken into account when forecasting the volumes of condensate production. However, in real conditions of field development, the production of condensate is determined not only by phase transitions caused by the formation pressure reduction, but also by many other factors related both to the features of the reservoir system (in particular, to the residual oil saturation or the oil rim presence) and to the processing of extracted production in the field. The article contains a list of factors making the influence on the gas condensate characteristics and accounting of the C_{5+h} hydrocarbons in the extracted mixture of the main reservoir of the Orenburgskoe oil and gas condensate field. Recommendations for quick and sufficiently representative determination of the chemical composition and properties of extracted raw product for both current and long-term production planning and target product development, and also for write-off of reserves are given.

KEYWORDS: ORENBURGSKOE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD, MAIN DEPOSIT, PRODUCED FORMATION FLUID, GAS CONDENSATE CHARACTERISTICS, POTENTIAL CONTENT OF HYDROCARBONS, PENTANES PLUS HIGH-BOILING HYDROCARBONS GROUP, AFFECTING FACTOR, GAS AND CONDENSATE CONTENT RESEARCH.

представляющего собой УВ C_{5+B} , и углеводородных компонентов (смола, асфальтенов, серосодержащих соединений и т. д.).

Как правило, динамика PVT-свойств пластовой смеси исследуется экспериментально на установке высокого давления, где определяются коэффициенты извлечения конденсата, изменения потенциального содержания углеводородов C_{5+B} (PC_{5+B}) в газовой фазе и другие параметры.

Для гидродинамического моделирования процессов разработки газоконденсатных месторождений результаты PVT-экспериментов с учетом промыслово-лабораторных исследований пластовой системы воспроизводятся в цифровой термодинамической модели, создаваемой с использованием уравнений состояния реального газа.

По основной залежи ОНГКМ конечный коэффициент извле-

чения конденсата был сначала утвержден на основании экспериментальных данных (74 % от начальных геологических запасов), а затем уточнен (утвержден вместе с динамикой PC_{5+B}) на основании истории разработки и расчетов парожидкостных равновесий (62,3 %) [2]. Однако эксперименты и расчеты, на основании которых судят об изменении ГКХ, учитывают лишь изменения фазового состояния газоконденсатных смесей, в частности образование ретроградного конденсата в пласте со снижением пластового давления.

По результатам анализа процессов разработки газоконденсатных залежей выявлено, что содержание УВ C_{5+B} в добываемой пластовой смеси зависит не только от фазовых преобразований за счет изменения термобарических параметров в пласте, но и от множества других факторов,

влияющих на качество продукции, поступающей на переработку.

Эти факторы можно условно разделить на две следующие группы.

1. Факторы, связанные с пластовой системой месторождения:

- *влияние пластового давления* – со снижением давления в пласте происходят ретроградные процессы, заключающиеся в выпадении растворенного в газе конденсата. Поскольку давление в залежах снижается неравномерно, в разных зонах состав газовой фазы пластовой смеси разный даже при одних и тех же начальных условиях;

- *влияние неравномерности разбуривания залежи* – в разбуренных зонах пластовый газ в течение непродолжительного времени достигает скважин и выносится на дневную поверхность.

В зонах, значительно удаленных от скважин, за счет наличия гидродинамической связи пластовое давление тоже снижается, что способствует образованию ретроградного конденсата в пласте в неразбуренных частях залежи;

- *изменение свойств по разрезу залежи* – например, этаж газоносности в куполе основной залежи составляет около 500 м, следовательно, начальное давление, температура и составы пластового газа меняются по разрезу залежи за счет гравитационных процессов;

- *начальный состав пластового газа изменяется по площади ОНГКМ*. В основном разница в составе определяется содержанием сероводорода, азота, углекислого газа. Неуглеводородные компоненты влияют на фазовые переходы: давление начала конденсации уменьшается с увеличением содержания сероводорода и углекислого газа и растет с увеличением содержания азота;

- *изменение температуры в околоскважинной зоне пласта* – в процессе разработки создается перепад давления в пласте. Происходит адиабатическое расширение газа, что влечет за собой снижение температуры в призабойной зоне (эффект Джоуля – Томсона). При этом увеличивается объем ретроградного конденсата. Исследования скважин последних лет показывают, что значения температуры на забое скважин, вскрывающих даже самые нижние пласты и после длительной остановки, ниже на 3–5 °С. Максимальный объем ретроградного конденсата в пласте от общего объема пор составляет 1,21 % при температуре 32 °С и 1,42 % при температуре 25 °С;

- *влияние остаточной нефтенасыщенности на фазовые переходы в пластовом газе* – газонасыщенные коллекторы имеют остаточную нефтенасыщенность, значения которой колеблются от 0 до более 0,8. С одной стороны, наличие остаточной нефти спо-

собствует более интенсивному выпадению конденсата из пластового газа и уменьшению его содержания в добываемом газе. С другой – со снижением давления объем ретроградного конденсата в пласте увеличивается, он смешивается с остаточной нефтью, которая при этом становится более легкой, менее вязкой и при определенной насыщенности подвижной. Это способствует образованию двухфазного потока в околоскважинной зоне. При достаточной скорости потока на башмаке фонтанных труб поступающая к скважине УВ-жидкость выносится на поверхность, увеличивая содержание УВ $C_{5+в}$ в добываемой продукции;

- *влияние нефтяной оторочки на состав добываемого газа* – основная газоконденсатная залежь ОНГКМ имеет подстилающую нефтяную оторочку. Запасы нефти центральной части залежи признаны непромышленными. В западной части значительные запасы нефти сосредоточены в среднекаменноугольных отложениях (нефтяные оторочки I–III геологических объектов). Нефть есть и в Филипповской залежи. При добыче газа образуются обширные депрессионные воронки. Если забой скважины находится вблизи газонефтяного контакта, то нефть нефтяной оторочки при определенной депрессии на пласт начинает фильтроваться и достигать забоя скважины. При достаточно высокой скорости потока нефть вместе с газом выносится на поверхность, искажая прогнозируемую динамику выхода конденсата. Наличие нефти в добываемой продукции газовых скважин подтверждается присутствием асфальтенов, смол и тяжелых фракций в дегазированном конденсате;

- *влияние наличия конденсационной и пластовой воды на выход газового конденсата (УВ $C_{5+в}$)* – наличие свободной минерализованной пластовой воды и практически пресной воды, рас-

творенной в пластовом газе, сказывается на характере фазовых переходов. Практика исследований на газоконденсатность эксплуатационных скважин основной залежи ОНГКМ показывает, что при прорыве воды к скважинам в добываемом пластовом газе фиксируется пониженное содержание УВ $C_{5+в}$;

- *влияние наличия перетоков газа между продуктивными пластами залежи и между залежами* – неопределенность в конденсатные характеристики добываемого сырья вносят перетоки газа по стволу скважины из нескрытых пластов в интервалы вскрытия. Например, при вскрытии эксплуатационной скважины основной залежи III (или II + III) геологического объекта на забой попадает газ вышележащих пластов этой же залежи или газ Филипповской залежи в западной части месторождения. В вышележащих нескрытых пластах давление выше, соответственно, добываемый газ содержит больше тяжелых УВ, чем обрабатываемые пласты. В таких случаях происходит не только искажение динамики выхода УВ $C_{5+в}$ нижних объектов, но и за счет снижения пластового давления осушается газ пластов, залегающих выше по разрезу месторождения;

- *изменения фильтрационных свойств пласта за счет фазовых переходов и наличия остаточных водо- и нефтенасыщенности* – по данным исследований гидродинамических характеристик пород-коллекторов получается неоднозначная, а порой и противоречивая картина изменения их продуктивности. Это связано с тем, что подвижность флюидов зависит от характера насыщения порового пространства, коэффициента абсолютной проницаемости, характеристик смачиваемости коллекторов водой и углеводородами. Выявлено, что подвижность пластового газа резко снижается в присутствии нефти и воды. При вытеснении

газа водой, что имеет место на ОНГКМ, газоотдача пласта может прекращаться при остаточной газонасыщенности от 33 до 44 %;

- *влияние вскрытия продуктивных газонасыщенных пластов горизонтальными скважинами на выход конденсата* – при анализе результатов исследования скважин основной залежи с горизонтальной составляющей ствола выявлено, что ретроградный конденсат, скапливаясь в открытом горизонтальном стволе скважин, выносится крайне неравномерно. Нестабильная работа горизонтальных скважин по выносу выпавшего конденсата затрудняет оценку текущей ГКХ.

2. Факторы, связанные с подготовкой и транспортом добываемой скважинами пластовой смеси и влияющие на отбор представительных проб газа сепарации и нестабильного конденсата:

- *изменение технологических показателей в ходе разработки залежи* – со снижением пластового давления снижаются дебиты газа по скважинам, уменьшается скорость потока, обеспечивающая вынос жидкости – водометанольной смеси (ВМС) и жидких углеводородов (ЖУВ) – с забоя скважин. Давление на устье, с одной стороны, ограничено необходимостью поддерживать оптимальные уровни добычи на скважинах, с другой – давлением входа на дожимные компрессорные станции (ДКС);

- *влияние условий сепарации на состав подготавливаемой продукции* – на установке комплексной подготовки газа (УКПГ), где давление на входе в промышленный сепаратор ненамного отличается от давления входа на ДКС-1 и ДКС-2 (текущие давления примерно 1,48 и 1,59 МПа), при подготовке газа практически нет перепада давления и отсутствует дроссель-эффект, а соответственно, осуществляется низкотемпературная сепарация. Температура в сепараторах фактически зависит

только от внешних условий: летом она выше, и сепарации пластового газа практически нет (добыча нестабильного конденсата значительно уменьшается), а зимой благодаря низким температурам окружающей среды условия сепарации улучшаются, и выход нестабильного конденсата возрастает. В любое время года углеводороды $C_{5+в}$ распределяются в продукции промысла таким образом, что в газе сепарации они составляют значительно большую часть, чем в нестабильном конденсате. То есть фактически сепарация сводится к механическому разделению продукции скважин, эффективность ее крайне низкая. Поскольку на установки подготовки газа поступает смесь, состав которой постоянно меняется, по фактическим замерам наблюдаются существенные колебания содержания $C_{5+в}$ в газе сепарации, которое может превышать нормируемое значение мольной доли УВ $C_{5+в}$ (0,6 %), указанное в [3];

- *влияние происходящих в пласте процессов, технологических режимов работы скважин и промысла на состав добываемого газа* – установить для интегральных ГКХ совокупное влияние различных факторов, имеющих место в залежи, достаточно сложно. Исследования влияния термобарических условий на качество газа сепарации, получаемого на промысловых установках, показали, что не существует четкой взаимосвязи между условиями сепарации и выходом газового конденсата. Колебания составов газа сепарации в большой степени могут быть связаны с процессами, происходящими в системе «пласт – скважина». В настоящее время скважины работают в пульсирующем режиме по выносу жидкости. Не исключено, что для большого числа скважин период недобычи жидкости с забоя может совпадать (например, при повышенном давлении в системе сбора). Затем большая часть скважин одновременно выбрасывает

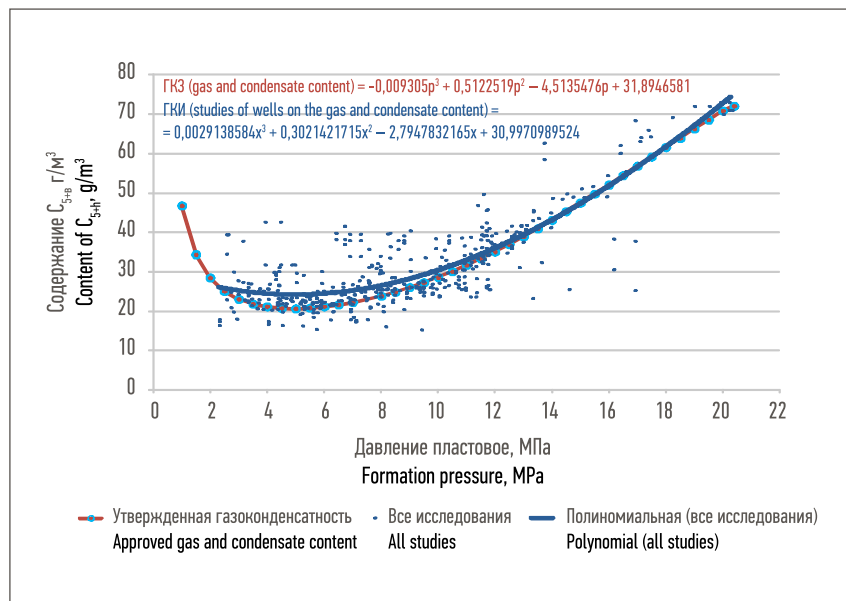
скопившуюся на забое жидкость, которая попадает в сепаратор и меняет качество газа. Оценить периодичность и количественные характеристики этих выбросов ни практически, ни теоретически невозможно;

- *влияние проводящихся на промысле мероприятий на состав добываемого сырья* – исследование продукции, поступающей с УКПГ-7 в период проведения поршневого и в его отсутствие, показали, что составы и, соответственно, значения потенциального содержания УВ $C_{5+в}$ в добываемой пластовой смеси близки. Это объясняется малыми объемами газа, поступающего с продуктами поршневого, по сравнению с объемами газа, поступающего из скважин зоны УКПГ-7. Поэтому отбор проб в период проведения утилизации нежелателен;

- *влияние условий отбора на представительность проб газа сепарации* – летом при высоких температурах окружающего воздуха фазовые переходы в газе сепарации себя не проявляют. Зимой пробы отбираются при температурах ниже температур в точках отбора проб, и возможно появление жидкой УВ-фазы. При отборе проб в зимний период необходимо оборудовать место отбора таким образом, чтобы температура газа в пробоотборном оборудовании была не ниже температуры в точке отбора;

- *влияние различных условий отбора проб газа сепарации и нестабильного конденсата на степень их равновесности* – пробы газа сепарации и нестабильного конденсата из-за неравномерности потока и разницы в термобарических условиях отбора могут быть неравновесны друг другу, поэтому необходимо проводить тестирование проб на совместимость по методу Хоффмана – Крампа – Хокотта.

В условиях, когда на ГКХ влияет множество факторов, необходимо применять методики и средства исследований, которые позво-



Динамика потенциального содержания углеводородов $C_{5+в}$ в добываемой пластовой смеси по всем исследованиям на газоконденсатность основной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения
Dynamics of the potential content of the $C_{5+в}$ hydrocarbons in the extracted formation fluid for all studies on the gas and condensate content of the main reservoir of the Orenburgskoe oil and gas condensate field

ляют достаточно оперативно и максимально точно определять состав и свойства добываемого сырья как для текущего и перспективного планирования добычи, выработки целевых продуктов, так и для списания запасов по месторождению.

На основной залежи ОНГКМ контроль состава и свойств добываемой пластовой смеси осуществляется:

- по исследованиям на газоконденсатность эксплуатационных скважин с отборами поверхностных проб через контрольный сепаратор или индивидуальную сепарационную установку «Пор-

та-Тест». Как показывает проведенный анализ, результаты исследования скважин на газоконденсатность (ГКИ) не всегда корректно представляют текущий состав и свойства газовой части пластовой смеси, так как кроме фазовых переходов, связанных с изменением пластового давления, они отражают такие происходящие в пласте процессы, как обводнение продуктивных пластов и скважин, поступление жидкой углеводородной фазы (ранее выпавший ретроградный конденсат + остаточная нефть) в скважину, которые практически невозможно прогнозировать;

- по масштабным исследованиям (МИ) на газоконденсатность с отборами проб газа сепарации и нестабильного конденсата на промышленных установках, проводящимся в рамках ведения паспортов на качество газа сепарации и нестабильного конденсата. МИ характеризуют добываемую пластовую смесь и учитывают все процессы, происходящие как в пласте, так и при извлечении, транспорте и подготовке сырья: гидродинамические – вынос жидкой фазы из призабойной зоны и из ствола скважины, термодинамические – фазовые переходы в шлейфе и на сепарационных установках. С точки зрения оценки интегральных ГКХ масштабные исследования ближе к фактическим показателям.

Динамика $PC_{5+в}$ в добываемой пластовой смеси по всем исследованиям на газоконденсатность основной залежи ОНГКМ представлена на рисунке. Видно, что утвержденная Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых зависимость $PC_{5+в}$ в пластовом газе, определенная на основании расчета фазовых равновесий, лежит ниже корреляционной зависимости, найденной на основании исследований на газоконденсатность по скважинам и масштабным исследованиям.

Проведенный анализ факторов, влияющих на выход углеводородов $C_{5+в}$, показал, что требуется корректировка динамики PVT-свойств, используемой для проектирования разработки основной залежи ОНГКМ. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин: В 2-х ч. М.: Газпром экспо, 2011. Ч. 1. 234 с.
2. Брусиловский А.И., Закиров С.Н., Баишев В.З. и др. Прогнозирование добычи конденсата и оценка конечного коэффициента его извлечения // Газовая промышленность. 2000. № 3. С. 43-35.
3. СТО 03-3.1-2011. Технические условия. Газ природный отсепарированный Оренбургского и Копанского нефтегазоконденсатных месторождений. Оренбург: ООО «Газпром добыча Оренбург», 2011. 11 с.

REFERENCES

1. R Gazprom 086-2010. Instruction on Complex Studies of Gas and Gas Condensate Wells. In 2 books. Moscow, Gazprom expo, 2011, Book 1, 234 p. (In Russian)
2. Brusilovskiy A.I., Zakirov S.N., Baishev V.Z., et al. Production Forecasting of the Condensate and Estimation of the Final Recovery Factor. Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry, 2000, No. 3, P. 43-35. (In Russian)
3. Company Standard STO 03-3.1-2011. Technical Conditions. Separated Natural Gas from the Orenburgskoe and Kopanskoe Oil and Gas Condensate Fields. Orenburg, Gazprom dobycha Orenburg LLC, 2011, 11 p. (In Russian)