

Основные направления исследований вопроса извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки центральной части Оренбургского месторождения

В.З. Баишев

к.т.н., заместитель директора по научной работе

VBaishev@vunipigaz.ru

М.Р. Назыров

к.т.н., зав. лабораторией

MNazirov@vunipigaz.ru

ООО «ВолгоУралНИПИгаз», Оренбург, Россия

В статье последовательно рассмотрены возникающие в процессе разработки месторождения проблемы, принятые и применяемые на разных стадиях разработки и изученности месторождения технические решения, приведен анализ текущего состояния разработки и сырьевого потенциала центральной части основной залежи Оренбургского месторождения.

Материалы и методы

Анализ состояния разработки и сырьевого потенциала центральной части основной залежи Оренбургского месторождения.

Ключевые слова

извлечение углеводородного сырья, газ, конденсат, нефтяная оторочка, высокомолекулярное сырье, поздняя стадия разработки

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) открыто в 1966 г. В 1974 г. для промышленного освоения этого уникального месторождения введен в эксплуатацию крупнейший в мире газохимический комплекс по добыче и переработке содержащего сероводород и гелий газоконденсатного сырья.

Первоочередной задачей в начальный период промышленного освоения месторождения являлось обеспечение загрузки последовательно вводимых в эксплуатацию производственных мощностей газохимического комплекса и устойчивых экспортных поставок газа в газопровод «Союз». Эта задача решалась интенсивным разбуриванием основной газоконденсатной залежи ОНГКМ сеткой вертикальных скважин и массивным проведением в скважинах кислотных обработок, что позволило в 1979–85 гг. обеспечить проектную добычу газа на уровне 45–48 млрд м³ в год. (рис. 1).

Такой стремительный выход на проектный уровень добычи газа во многом был обусловлен бурением порядка 400 скважин с открытым (необсаженным эксплуатационной колонной) стволом. Скважины вскрывали до 90% газоносной толщи основной залежи (скважины для снижения риска обводнения заканчивали бурением на 40–50 м выше отметки газонефтяного контакта) и в силу совершенного характера и высокой степени вскрытия обеспечивали высокие рабочие дебиты по газу. В центральной части месторождения на начальном этапе разработки дебит скважин по газу составлял около 1 млн м³/сут.

В первые же годы разработки в продукции ряда скважин появилась вода. Темпы обводнения скважин и динамика годовых объемов выноса воды указывали на прогрессирующий характер обводнения прежде

всего центральной части основной залежи ОНГКМ. На рис. 2 приведено распределение накопленных отборов воды по скважинам основной залежи ОНГКМ.

В то время в представлениях о механизме обводнения доминировала гипотеза о пластовом характере продвижения воды по выходящим в водонапорную систему высокопроницаемым коллекторам. Поэтому для контроля за разработкой и регулирования процесса обводнения залежи продуктивная карбонатная толща условно была разделена на три геологических объекта, а конструкция скважин для дальнейшего разбуривания принята закрытой. Переход на бурение скважин с обсаженной колонной привел к снижению продуктивности вновь вводимых в эксплуатацию скважин. Дальнейшее разбуривание основной залежи ОНГКМ вертикальными скважинами ограничивалось наличием значительных по площади природоохранных зон в пойме реки Урал и участков, занятых населенными пунктами, автомобильными и железнодорожными магистралями и другими объектами.

Сочетание приведенных выше факторов обусловило непродолжительный (6 лет) период постоянной добычи газа.

Увеличение проводимых кислотных обработок в скважинах не привело к стабилизации добычи газа, так как эффективность от проведения последующих вторых, третьих и даже четвертых обработок снижалась, а нередко такие обработки приводили к отрицательному результату — прогрессирующему обводнению скважин.

В дальнейшем на месторождении было выявлено наличие зон вертикальной трещиноватости и тектонических нарушений. Это позволило пересмотреть концепцию механизма обводнения основной залежи, в соответствии с которой вода в залежь поступает

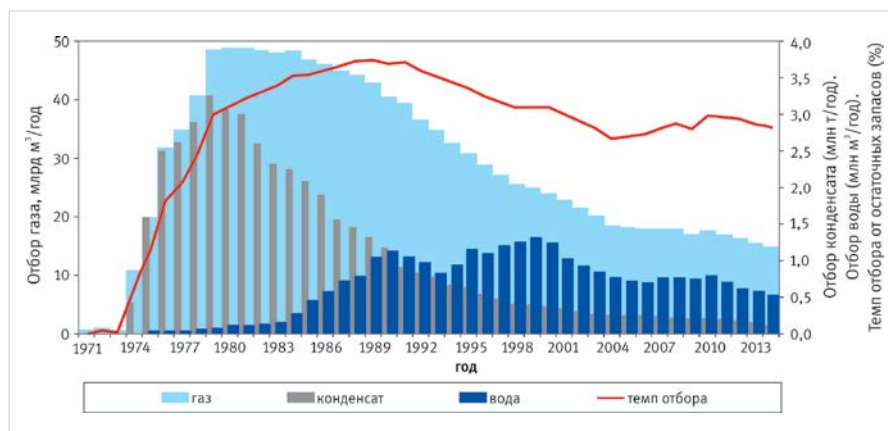


Рис. 1 — Показатели разработки основной газоконденсатной залежи ОНГКМ

преимущественно по зонам вертикальной трещиноватости, кавернам, тектоническим нарушениям с последующим растеканием по высокопроницаемым пропласткам к забоям скважин. Поступающая по трещинам в отработываемую продуктивную толщу вода затрудняет, а частично и блокирует фильтрацию газа из поровой матрицы, что подтверждено снижением дренируемых запасов газа на многих участках центральной части основной залежи ОНГКМ.

Пересмотр концепции обводнения залежи не привел к возврату на бурение вертикальных скважин с открытым стволом, так как к тому времени практически все доступные для бурения участки (с учетом экологических ограничений) были разбурены. Начавшийся в 1986 г. период падающей добычи газа сопровождался ежегодным снижением добычи газа в среднем на 1,5 млрд м³. (рис. 1)

Такие темпы снижения добычи газа обусловлены, прежде всего, тем, что в условиях прогрессирующего обводнения залежи (в основном в центральной части) с падением пластового давления ухудшались условия для выноса пластовой воды с забоев скважин на поверхность. Замена насосно-компрессорных труб в скважинах на меньший диаметр для обеспечения условий выноса жидкости с забоя неэффективна из-за низкой успешности освоения скважин после капитального ремонта. Простой перевод скважин на верхнюю низкопроницаемую часть продуктивного разреза отсечением обводненных нижних интервалов не обеспечивает дальнейшую рентабельную эксплуатацию (из-за крайне низкой продуктивности) на большинстве участков центральной части ОНГКМ.

В период интенсивного обводнения скважин на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) в центральной части залежи была проведена реконструкция технологического оборудования и внедрена система сбора продукции обводненных скважин в отдельную низконапорную технологическую линию. Это позволило на некоторый период улучшить работу обводненных скважин, но с общим снижением пластового давления в центральной части залежи тот эффект был практически исчерпан.

Остановка обводненных скважин, а также низкие темпы отработки запасов газа на участках массового обводнения привели к формированию слабодренируемых зон в центральной части основной залежи.

Для сокращения темпов снижения добычи газа на Оренбургском месторождении были выбраны и внедрены известные, но еще не получившие в то время широкого распространения технологии бурения горизонтальных скважин и зарезки боковых горизонтальных стволов.

Бурение горизонтальных скважин на Оренбургском НГКМ осуществляется с 1990 г. Применение технологии бурения горизонтальных скважин направлено на решение задач по расширению площади разбуренных участков на месторождении и по выравниванию темпов и степени выработки запасов газа по площади и разрезу основной залежи ОНГКМ.

Зарезка горизонтальных стволов в вертикальных скважинах осуществляется на месторождении с 1996 г. Применение этой технологии позволяет вводить в эксплуатацию остановленные из-за обводнения скважины и повысить продуктивность скважин в зонах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов.

Для повышения эффективности бурения горизонтальных скважин и зарезки боковых горизонтальных стволов при освоении скважин и проведении работ по интенсификации притока используются колтюбинговые установки.

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) по интенсификации притока газа после отказа от массивных многократных обработок стали проводиться в основном на скважинах с ухудшенными фильтрационными характеристиками призабойной зоны, а также при освоении после забуривания горизонтальных стволов и приобщения дополнительных горизонтов. Наиболее широко проводятся следующие ГТМ:

- ремонтно-изоляционные работы (РИР) с приобщением дополнительных горизонтов;
- объемная пенокислотная обработка;
- циклическая пенокислотная обработка;
- пеноимпульсионная солянокислотная обработка;
- бинарная обработка;
- радиальное вскрытие пласта;
- мини гидроразрыв пласта;
- направленные кислотные обработки.

Широкое применение технологий бурения горизонтальных скважин и зарезки боковых горизонтальных стволов в 2004–10 гг. (введено 89 горизонтальных скважин и в 63 скважинах проведены зарезки) в сочетании с проводимыми ГТМ позволило в этот период стабилизировать добычу газа на основной

залежи ОНГКМ на уровне 17–18 млрд м³ в год. (рис. 1).

Следует отметить, что бурение горизонтальных скважин и зарезка боковых горизонтальных стволов проводилась в основном в восточной и западной частях основной залежи. Это обусловлено тем, что в центральной части залежи масштабы проведения работ по бурению горизонтальных скважин и по восстановлению продуктивности обводненных скважин зарезкой боковых горизонтальных стволов в значительной степени ограничены наличием обширных зон с катастрофическим поглощением бурового раствора в процессе бурения.

Проблема катастрофического поглощения бурового раствора во многом обусловлена отработкой запасов газа в высокопроницаемых пропластках.

Таким образом, применяемые на Оренбургском НГКМ технологии и проводимые ГТМ решают задачи по выравниванию темпов и степени выработки запасов газа из газонасыщенных отложений продуктивного разреза прежде всего в западной и восточной частях основной залежи и в значительно меньшей степени в центральной части.

К настоящему времени остаточные дренируемые запасы газа в центральной части основной залежи составляют около 200 млрд м³. Примерно такого же порядка запасы газа в центральной части залежи практически не дренируются из-за массового вывода скважин из эксплуатации по причине обводнения и крайне низкой эффективности в этой части месторождения мероприятий по оздоровлению фонда скважин.

Следует отметить, что часть запасов углеводородного сырья, не вовлеченных в активную разработку в центральной части основной залежи ОНГКМ приходится на нижнюю часть продуктивного разреза. Это связано с тем, что при эксплуатационном бурении скважины заканчивали на 40–50 м выше отметки ГНК и в процессе их эксплуатации на забое образовывались грязевые пробки, затрудняющие фильтрацию газа из нижней части вскрытого скважинами газонасыщенного интервала.

Помимо остаточных дренируемых и не вовлеченных в активную разработку запасов газа и конденсата в центральной части основной залежи ОНГКМ есть и другие весьма существенные по объему ресурсы углеводородного сырья.

Так, в 1992 г. было принято решение о том, что нефтяная оторочка в центральной

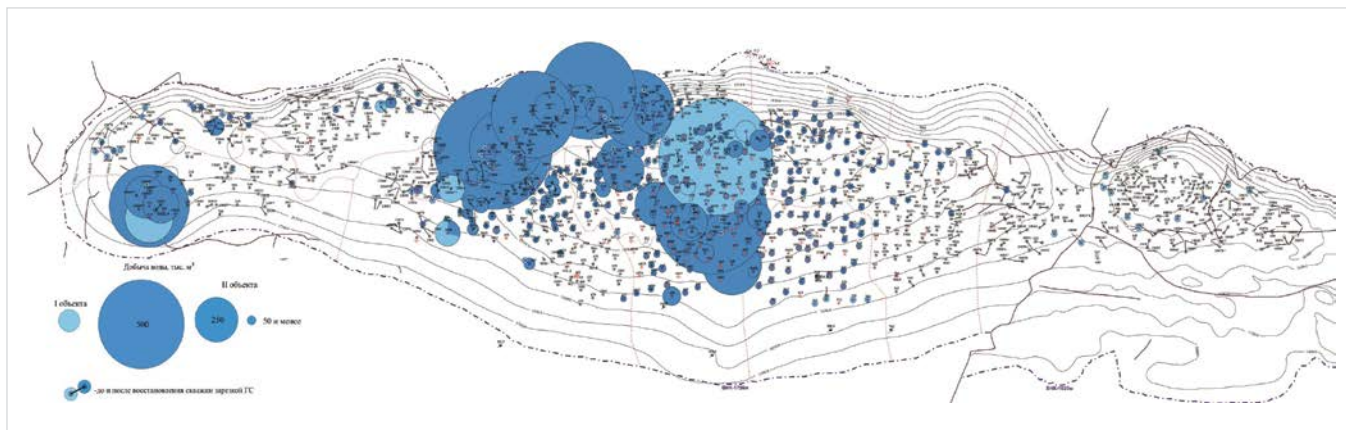


Рис. 2 — Распределение накопленных отборов воды по скважинам ОНГКМ

ХИЩНИК



ТЕХНИКА ДЛЯ СУРОВЫХ УСЛОВИЙ



Топкие болота, снежная
целина и водные
преграды — все это
родная стихия
«ХИЩНИКА».

Широкий модельный ряд
позволяет выбрать
технику, отвечающую
Вашим требованиям.



ООО «МЕГ ВЕСТ»
626110, Тюменская обл.,
Тобольский р-н, с. Бизино,
ул. Ремонтников, 23.
тел/факс в г. Тобольске:
8(3456) 24-55-85. 8-912-815-02-09
mezenin1234@yandex.ru
WWW.MEGVEST.RU

части залежи не имеет промышленного значения и запасы нефти центрального участка категории C_2 в количестве 182,5 млн т списаны с баланса как непромышленные.

Такое решение принималось исходя из предположения, что в условиях массового обводнения газодобывающих скважин происходит прогрессирующее расформирование нефтяных оторочек. В дальнейшем было определено, что расформирование нефтяных оторочек произошло в зонах, где вода проникала в залежь преимущественно по вертикальным трещинам, кавернам, тектоническим нарушениям. Часть первоначально нефтеносных участков сохранилась, при этом, безусловно, в процессе длительной эксплуатации газоконденсатной части залежи снизился энергетический потенциал и промышленная значимость сохранившихся нефтяных оторочек.

В настоящее время ресурсный потенциал углеводородного сырья Оренбургского НГКМ связывают с ранее неучтенным компонентом — битумоидами.

Битуминозность продуктивных пород ОНГКМ была выявлена в 1975 г. при исследовании керна в процессе работ по генеральному пересчету запасов газа, конденсата, серы, гелия и других компонентов Оренбургского месторождения [1].

С 1995 г. специалистами ИПНГ РАН продолжены исследования содержания битумоидов в продуктивных породах и изучение их компонентного состава для оценки запасов высокомолекулярного сырья Оренбургского месторождения. Детальное изучение битумоидов и выделенных из остатков в сепарационном оборудовании и из образцов керна высокомолекулярных компонентов позволило определить, что высокомолекулярное сырье состоит из углеводородных и неуглеводородных соединений. Оно содержит значительное количество асфальтенов, смол, парафинов, масел, аномально высокие концентрации уникального комплекса микроэлементов и металлов и включает большие объемы сорбированного метана, этана, пропана и конденсата [2].

Суммарные ресурсы высокомолекулярного сырья в недрах Оренбургского НГКМ оцениваются в объеме 2,59 млрд т нефтяного эквивалента, в том числе 578 млн т масел в нефтяном эквиваленте отнесены к запасам категории C_2 . Значительная часть ресурсов высокомолекулярного сырья приходится на центральную часть основной залежи ОНГКМ.

В настоящее время, когда падение пластового давления привело к выпадению из паровой фазы в жидкую основную часть газоконденсата, многие скважины в центральной части месторождения начали работать с выходом темного конденсата, близкого по составу смеси конденсата с нефтью. Фильтрация в пласте и приток к добывающим скважинам темного конденсата происходит в результате увеличения выхода при низких пластовых давлениях из высокомолекулярного сырья более легких фракций низко- и среднемолекулярных углеводородов, дополнительного за счет выпавшего в пласте конденсата увеличения насыщенности продуктивного пласта жидкими углеводородами до величины обеспечивающей подвижность жидких углеводородов в пласте. Но попутное

извлечение вместе с продукцией газодобывающих скважин наиболее легких фракций углеводородов из высокомолекулярного сырья не сможет обеспечить промышленную добычу высокомолекулярных компонентов. Более высокой извлекаемости из пласта высокомолекулярных компонентов можно достичь применением специальных ароматических растворителей. Но из-за дороговизны такие растворители не могут использоваться в широких масштабах.

В 2005 г. в купольной части центрального участка основной залежи ОНГКМ пробурена скважина 1-ВМС для проведения в ней опытных работ по разработке и внедрению технологий добычи высокомолекулярного сырья (ВМС) и связанных с ВМС защемленных в матрице жидких углеводородов вместе со свободным газом.

Проведенные в скважине 1-ВМС поинтервальные испытания показали, что:

- в центральной части основной залежи ОНГКМ пластовое давление в нефтяной оторочке снизилось, но значительно выше давления в газонасыщенной части;
- на отдельных участках центральной части основной залежи из нефтяной оторочки даже на поздней стадии разработки залежи могут быть получены промышленные притоки нефти;
- в нижней части продуктивного газонасыщенного разреза основной залежи конденсатогазовый фактор (КГФ) составил 60 г/м^3 , что на порядок выше, чем в вышележающих интервалах продуктивного разреза.

Повышенный КГФ при низких значениях текущего пластового давления, установленный при испытании интервала в подошвенной части основной газоконденсатной залежи, может быть вызван сегрегационными процессами, в результате чего часть выпавшего в пласте конденсата, под воздействием гравитационных сил, может скапливаться в нижней части продуктивного разреза.

Таким образом, о текущем состоянии разработки и сырьевом потенциале центральной части основной залежи ОНГКМ можно сделать следующие выводы:

- в результате интенсивной добычи газа для обеспечения нарастающей и постоянной добычи газа на ОНГКМ и прогрессирующего обводнения скважин к настоящему времени большая часть газонасыщенного объема центрального участка основной залежи обрабатывается низкими и крайне низкими темпами. Дренируемые запасы и запасы газа, находящиеся практически вне активной разработки, сопоставимы по величине и в сумме составляют около 400 млрд м^3 .
- нефтяная оторочка центральной части основной залежи, запасы которой (182,5 млн т) списаны с баланса продолжает оставаться потенциальным объектом для ее доизучения и организации опытно-промысловых работ по вовлечению ее в разработку;
- суммарные ресурсы высокомолекулярного сырья примерно в 3 раза превышают остаточные запасы газа и конденсата;
- выпавший в пласте конденсат является природным растворителем остаточной нефти и ВМС, подтверждение этому — многие газодобывающие скважины выносят

темный конденсат (смесь конденсата и нефти);

- выпавший в газоносном пласте конденсат повышает насыщенность коллекторов жидкими углеводородами и в смеси с компонентами остаточной нефти и ВМС становится подвижным и может поступать к забоям газодобывающих скважин или под воздействием гравитационных сил стекать в нижнюю часть продуктивного разреза.

Исходя из приведенного выше, для поиска и выбора решений по повышению извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки центральной части Оренбургского НГКМ необходимо проведение исследований в следующих направлениях:

- разработка и выбор технологий устойчивой эксплуатации газодобывающих скважин в условиях низких пластовых давлений, высокой агрессивности и обводненности добываемой продукции;
- выявление и доизучение зон с высокой плотностью остаточных запасов газа в нижней части продуктивного разреза и на крыльевых участках основной залежи, не вскрытых скважинами эксплуатационного фонда, выбор и обоснование решений по вовлечению таких зон в активную разработку;
- выявление и доизучение участков нефтяной оторочки, выбор системы разработки и технологий добычи углеводородного сырья на участках нефтяной оторочки, имеющих промышленную значимость;
- выявление зон с повышенной насыщенностью коллекторов жидкими углеводородами (остаточная нефть, ВМС) в совокупности

с выпавшим в процессе разработки конденсатом), выбор и обоснование системы разработки и технологий добычи углеводородного сырья в таких зонах.

Решения, выбранные в отдельности по результатам проведенных по каждому направлению исследований работ, могут быть малоэффективны или даже иметь отрицательный экономический эффект. Поэтому приоритетными должны быть решения, дающие наибольший совокупный эффект по всем рассматриваемым направлениям повышения извлечения углеводородного сырья.

Эффективность выбираемых решений может быть выше при увеличении глубины переработки добываемого сырья.

В условиях высокой обводненности добываемой продукции все решения по увеличению извлечения углеводородного сырья приведут к увеличению добычи пластовой воды. Издержки на вынужденную добычу, а затем на захоронение промышленных стоков в более глубокие горизонты могут быть существенно уменьшены, если пластовую воду рассматривать в качестве сырья для получения йода, брома, бора и других ценных компонентов, а воду после переработки использовать в качестве рабочего агента для поддержания пластового давления на нефтеносных участках.

Поэтому вопросы глубокой переработки углеводородного сырья и пластовой воды необходимо выделить в отдельные направления исследовательских работ при решении задачи повышения извлечения углеводородного сырья.

Итоги

На основе анализа состояния разработки и сырьевого потенциала центральной части основной залежи Оренбургского месторождения предложен подход к определению основных направлений исследований для решения задачи повышения извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки месторождения.

Выводы

При определении основных направлений исследований вопросов извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки месторождения необходимо учитывать все имеющиеся запасы и ресурсы как углеводородного, так и неуглеводородного сырья. Исследования должны быть направлены на поиск технологий и технических решений, которые могут дать наибольший совокупный эффект от повышения извлечения всех имеющихся на месторождении компонентов сырья, в том числе и нетрадиционного.

Список литературы

1. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Политыкина М.А., Карнаухов С.М. Битумоиды Оренбургского месторождения — нетрадиционный источник углеводородного сырья // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2005. № 6. С. 33–36.
2. Скибицкая Н.А., Яковлева О.П. Перспективы освоения ресурсов матричной нефти // Бурение и нефть. 2011. № 6. С. 3–6.

The main directions of researches a question of extraction hydrocarbon raw materials at a late stage of development the central part of Orenburg field

UDC 622.691

Authors:

Valery Z. Baishev — Ph.D., deputy of science; VBaishev@vunipigaz.ru

Marat R. Nazzyrov — Ph.D., head of the laboratory; MNazzyrov@vunipigaz.ru

VolgoUralNIPGaz, LLC, Orenburg, Russian Federation

Abstract

In the article sequentially were considered problems faced during oilfield development and methods of solution applied on different development stages as well as different knowledge stages of oilfield.

The main directions of the researches necessary for a choice of decisions for increasing extraction of hydrocarbon raw materials at a late stage of development the central part of the Orenburg field are defined.

Materials and methods

Analysis of a condition development and raw

potential the central part of the main deposit the Orenburg field.

Results

On the basis of the analysis of a condition development and raw potential the central part of the main deposit the Orenburg field approach to definition of the main directions of researches for solution the problem of increase the extraction of hydrocarbon raw materials at a late stage of development of a field is offered.

Conclusions

When determining the main directions of researches the questions of extraction of

hydrocarbon raw materials at a late stage of development of a field it is necessary to consider all available stocks and resources of both hydrocarbon, and not hydrocarbon raw materials. Researches have to be directed on search technologies and technical solutions which can give the greatest aggregate effect from increase of extraction of all of the raw materials components which are available on a field including the nonconventional.

Keywords

extraction of hydrocarbon raw materials, gas, condensate, oil rim, high-molecular raw materials, late stage of development

References

1. Dmitrievskiy A.N., Skibitskaya N.A., Politykina M.A., Karnaukhov S.M. *Bitumoidy Orenburgskogo mestorozhdeniya — netraditsionnyy istochnik uglevodородnogo*

syr'ya [Orenburg field bitumoids — non-traditional source of hydrocarbon raw]. *Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse*, 2005, issue 6, pp. 33–36.

2. Skibitskaya N.A., Yakovleva O.P. *Perspektivy osvoeniya resursov matrichnoy nefti* [Matrix oil resources development prospects]. *Burenie i nef't*, 2011, issue 6, pp. 3–6.