

Магомедрагим С.А.

Магистр

Научный руководитель: Богопольский В.О., доцент Азербайджанского государственного института нефти и промышленности

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности.

СОВРЕМЕННЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ В ТЕХНОЛОГИЯХ ПОВЫШЕНИЯ ГАЗООТДАЧИ ТРАДИЦИОННЫХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

Аннотация.

Традиционные месторождения природного газа остаются основной движущей силой добычи и своего рода «фундаментом» отрасли. В целях планомерного повышения качества освоения таких активов в данной работе проводится критический обзор моделей оценки газоотдачи и анализ ключевых факторов, влияющих на этот процесс. Далее представлен сравнительный анализ подходов к повышению нефте- и газоотдачи, на основе которого выделяются специфические концептуальные особенности разработки именно газовых пластов. Авторы подробно останавливаются на двух фундаментальных проблемах — неравномерности выработки запасов и гетерогенном обводнении пласта, — предлагая технические решения в рамках методов интенсификации и повышения газоотдачи (IGR и EGR). В качестве практического подтверждения рассматриваются два примера эффективной разработки, опирающиеся на теорию сбалансированного освоения: месторождение плотных песчаников Сулигэ (бассейн Ордос) и газоносные пласты формации Лунванмяо (месторождение Аньюэ, бассейн Сычуань). В заключении сформулированы предложения по существенному увеличению коэффициента извлечения газа (КИГ) за счет оптимизации коэффициента охвата пласта падением давления и повышения эффективности истощения залежи. Представленные выводы формируют базу для стратегического планирования и научно-исследовательских работ в области

применения методов закачки CO₂ и химических методов повышения газоотдачи.

Ключевые слова: традиционный природный газ, сбалансированная добыча, методы повышения газоотдачи, оптимизация.

Mahammadrahim S.A.

Master's Student

Scientific Supervisor: Bogopolsky V.O., Associate Professor, Azerbaijan State Oil and Industry University

Azerbaijan State Oil and Industry University

MODERN ADVANCES IN TECHNOLOGIES FOR ENHANCING GAS RECOVERY FROM CONVENTIONAL GAS FIELDS

Abstract.

Conventional natural gas fields remain the primary driving force of gas production and serve as the fundamental basis of the industry. In order to systematically improve the efficiency of developing such assets, this study provides a critical review of gas recovery evaluation models and analyzes the key factors influencing this process. Furthermore, a comparative analysis of approaches to enhancing oil and gas recovery is presented, highlighting the specific conceptual features of gas reservoir development. The authors focus in detail on two fundamental challenges — uneven reserve depletion and heterogeneous water encroachment in the reservoir — and propose technical solutions within the framework of intensification and enhanced gas recovery methods (IGR and EGR). As practical evidence, two examples of effective reservoir development based on the theory of balanced production are considered: the Sulige tight sandstone gas field (Ordos Basin) and the gas-bearing reservoirs of the Longwangmiao Formation (Anyue Field, Sichuan Basin). In conclusion, recommendations are formulated for significantly increasing the Gas Recovery Factor (GRF) through optimization of reservoir sweep efficiency driven by pressure decline and improved depletion efficiency. The presented findings form a foundation for strategic planning and

research activities related to the application of CO₂ injection and chemical methods for enhanced gas recovery.

Keywords:

Conventional natural gas, balanced production, enhanced gas recovery methods, optimization.

1. Введение.

Развитие газодобывающего сектора корпорации Sinopet прошло три последовательных этапа: начальное освоение, стабилизация добычи и фаза интенсивного роста. В настоящее время ежегодный объем промышленной добычи газа превышает 30 млрд куб. м, при этом 70% этого объема (21,4 млрд куб. м) приходится на традиционные месторождения [1-6]. Таким образом, научно обоснованное и эффективное освоение традиционных газовых залежей играет определяющую роль в повышении общего уровня развития отрасли в Китае и обеспечении национальной энергетической безопасности.

Основной фонд активов Sinopet представлен пятью типами коллекторов: карбонатными, низкопроницаемыми плотными песчаниками, газоконденсатными, вулканогенными и терригенными пластами со средней и высокой проницаемостью. Среди них доминирующее положение занимают крупные и средние карбонатные месторождения и плотные песчаники. Так, месторождения Пугуан и Юаньба находятся на стадии стабильной добычи; Чжуншэн и Чжунцзян (относящиеся к низкопроницаемым песчаникам) характеризуются ростом добычи, в то время как месторождение Даниуди вступило в период стабилизации показателей (рис. 1).

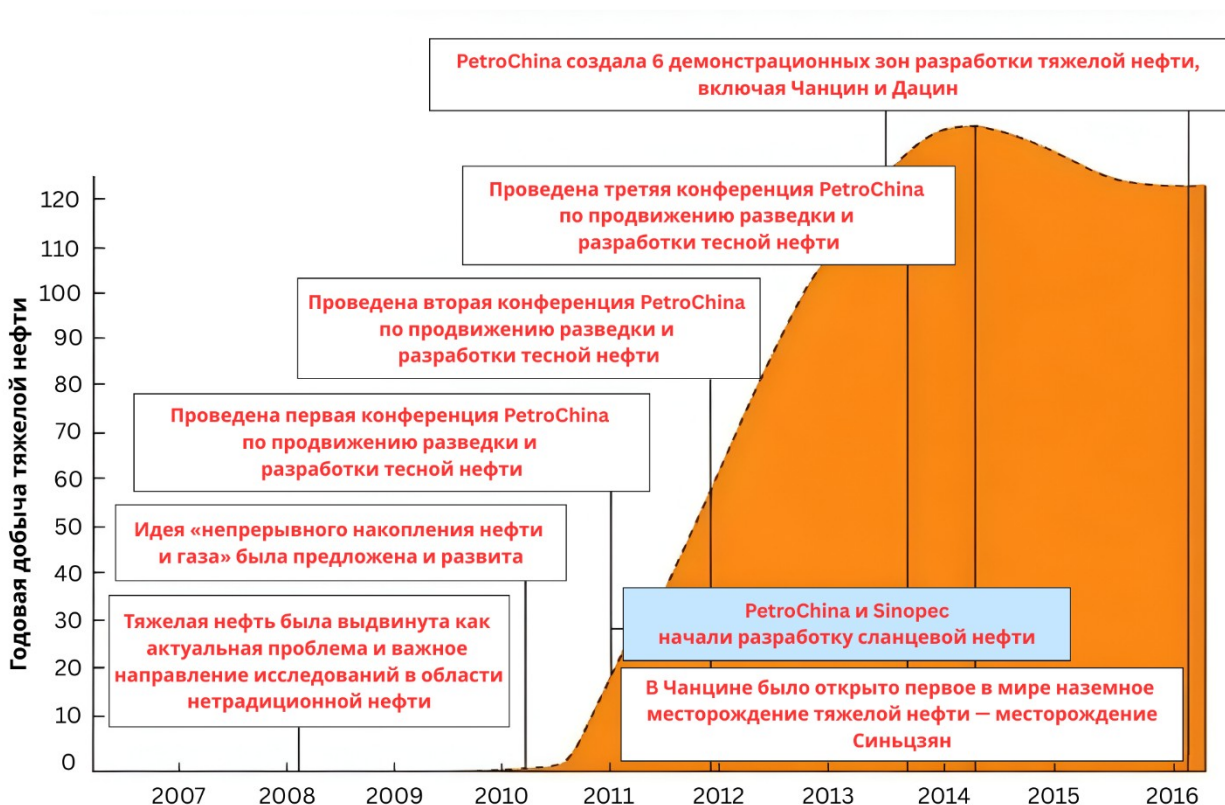


Рис. 1. Стадии развития методов повышения нефтегазоотдачи в Китае.

На текущий момент существует острая потребность в решении ряда технологических задач:

1) детальная характеристика остаточных запасов, повышение коэффициента извлечения газа (КИГ) и технологии компрессорной добычи обводненного газа на высокосернистых карбонатных объектах, включая методы ограничения водопритока и контроля серы;

2) прецизионное описание трещинно-каверновых коллекторов и прогнозирование наиболее продуктивных зон («свит-спотов»), идентификация флюидов, а также технологии низкзатратного бурения и щадящего вскрытия пласта;

3) моделирование сильно неоднородных пластов в плотных песчаниках, количественное прослеживание остаточного газа и инженерные методы повышения отдачи для обводненных плотных коллекторов.

Несмотря на достигнутые успехи, уровень освоения разведанных запасов и текущие показатели КИГ остаются недостаточно высокими, а проектные

коэффициенты отдачи для разных типов залежей существенно варьируются. Это указывает на значительный потенциал для интенсификации добычи [7-9]. Систематический анализ мирового опыта позволяет оптимизировать стратегии доразработки и формирует базу для стратегического планирования и научно-исследовательских работ в области газовых и химических методов повышения газоотдачи.

2. Коэффициент извлечения газа и основные факторы, влияющие на разработку.

Механизмы вытеснения флюида из газовых и нефтяных залежей существенно различаются. Разработка нефтяных месторождений часто требует искусственного поддержания пластовой энергии, так как нефть обладает низкой сжимаемостью и ограниченным запасом упругой энергии. После истощения естественной энергии пласта для извлечения остаточных запасов применяют закачку воды, газа, химических реагентов или теплоносителей.

Процесс нефтеотдачи имеет стадийный характер:

- Первичная стадия — разработка на естественном упругом режиме;
- Вторичная стадия — заводнение;
- Третичная стадия — применение методов повышения нефтеотдачи (МПН).

В ходе разработки нефтенасыщенность пласта постепенно уменьшается. Использование современных МПН позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 5–30% сверх базовых 30–40%, достигаемых при заводнении. Напротив, фундаментом разработки газовых залежей является истощение природной энергии и максимальное использование упругой силы расширения газа. Этот процесс можно охарактеризовать как «постоянное падение пластового давления». Благодаря высокой сжимаемости газа, его извлечение на основе естественного режима истощения (а не за счет ППД) экономически более оправдано и технически эффективно для всех типов коллекторов, кроме газоконденсатных с высоким содержанием жидкой фазы. Теоретически, в сухих газовых месторождениях при снижении конечного давления до 10–20% от начального, накопленная добыча может достигать 70–80% от геологических запасов.

Коэффициент извлечения газа определяется как отношение накопленной добычи к величине геологических запасов.

В академической практике и промышленном проектировании КИГ традиционно представляется как произведение нескольких составляющих:

$$E_R = E_D * E_V (1)$$

Где: E_R — конечный коэффициент извлечения газа;

E_D — коэффициент вытеснения (эффективность микроскопического вытеснения в порах);

E_V — коэффициент охвата (эффективность макроскопического охвата пласта воздействием).

В данной работе КИГ рассматривается как производная **трех факторов:**

- **Степень охвата** геологических запасов разработкой: - доля запасов в границах участков, вовлеченных в эксплуатацию согласно проектным решениям.

- **Коэффициент охвата** пласта падением давления (ripple coefficient): - отношение динамических запасов к геологическим запасам в зоне дренирования.

- **Коэффициент эффективности** истощения давления: - доля накопленной добычи относительно динамических запасов, ограниченная давлением заброса (когда эксплуатация становится нерентабельной).

Согласно уравнению состояния идеального газа, при постоянной температуре количество вещества пропорционально давлению и объему. Следовательно, эффективность извлечения напрямую зависит от того, насколько полно падение давления распространилось по объему залежи и до какого предела это давление удалось снизить.

Геологические факторы: свойства пласта (пористость, проницаемость), неоднородность и связность коллекторов, характеристики флюида и режим залежи.

Неоднородность определяет охват пласта и продуктивность скважин.

Наличие водонапорного режима (активного притока пластовых вод) часто негативно сказывается на КИГ: внедряющаяся вода блокирует газ в порах, снижая как коэффициент охвата падением давления, так и эффективность истощения.

Технологические (инженерные) факторы: качество заканчивания скважин и параметры системы обустройства. К потерям газа приводят повреждения призабойной зоны пласта (ПЗП), смыкание искусственных трещин ГРП, а также потери в системе сбора и подготовки газа на поверхности.

Экономические факторы: внешние условия, определяющие «давление заброса». Сюда относятся цена на газ, стоимость рабочей силы, инфляция и валютные курсы. Цена на газ напрямую определяет порог рентабельности: когда выручка перестает покрывать операционные расходы, разработка достигает критической точки, определяющей конечный экономически оправданный КИГ.

Основные концепции повышения газоотдачи

1. Непрерывность процесса управления КИГ на протяжении всего жизненного цикла. В отличие от нефтяных месторождений, здесь нет четко разделенных стадий «первичной» или «третичной» добычи. Повышение газоотдачи (IGR/EGR) должно сопровождать проект с самого начала. Одной из главных проблем является неравномерное обводнение. В условиях неоднородности пласта вода прорывается по высокопроницаемым каналам, создавая зоны «защемленного газа», которые невозможно извлечь обычными методами. Водная фаза резко снижает фазовую проницаемость для газа, увеличивая потери энергии пласта. Следовательно, ядром стратегии повышения КИГ является предотвращение преждевременного обводнения и минимизация давления заброса.

2. Предотвращение ущерба на ранних стадиях важнее, чем попытки исправления ситуации на поздних. Ущерб коллекторским свойствам, нанесенный при бурении или из-за чрезмерных депрессий (вызывающих деформацию пласта или выпадение конденсата), крайне сложно и дорого компенсировать впоследствии. Для водонапорных пластов эффект «водяного замка» (water locking) практически необратим в промышленных масштабах. Поэтому принцип «баланса» и бережного освоения на начальном этапе

является экономически более эффективным, чем применение сложных методов увеличения отдачи на стадии истощения.

3. Методы повышения газоотдачи в традиционных месторождениях природного газа.

Мировая практика освоения традиционных газовых активов показывает [11-16], что два определяющих фактора влияют на коэффициент извлечения газа (КИГ) и общую эффективность разработки: фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и связность пласта, а также объем пластовых вод и механизм их внедрения.

В целом, отрасль сталкивается с двумя фундаментальными проблемами:

1. *Неравномерность выработки запасов.* Эта проблема актуальна в первую очередь для месторождений, работающих на газовом режиме, особенно с высокой степенью гетерогенности. Из-за литологической изменчивости или плохих ФЕС залежь часто оказывается разобщенной на отдельные изолированные блоки. Даже в пределах одного эксплуатационного объекта характеристики коллектора и структура порового пространства могут существенно варьироваться. Ввиду сложности трехмерного распределения эффективных мощностей и ограничений точности сейсмогеологического моделирования, часть запасов остается не вовлеченной в активную разработку, что ведет к дисбалансу выработки по площади и разрезу.

2. *Неоднородное (неравномерное) обводнение.* Проблема характерна для месторождений с водонапорным режимом (наличие подошвенных или контурных вод). Ключ к успеху здесь кроется в эффективном управлении контактом «газ-вода» и рациональном использовании энергии пластовых вод. Энергию подошвенных вод можно классифицировать по трем уровням:

«Положительная энергия»: Идеальный сценарий, при котором за счет научно обоснованной плотности сетки скважин и оптимального режима их работы поддерживается равномерное продвижение ГВК. Это обеспечивает мягкое восполнение пластовой энергии, продлевая безводный период эксплуатации.

«Нулевая энергия»: Сценарий, при котором благодаря методам изоляции водопритока или дренирования воды удастся максимально долго сохранять центральную часть залежи сухой, полностью реализуя упругий потенциал расширения газа.

«Отрицательная энергия»: Худший сценарий, связанный с преждевременным прорывом воды из-за ошибок в стратегии размещения скважин. Это ведет к формированию зон заземленного газа в порах пласта и неоправданному расходу пластовой энергии на подъем и перемещение водной фазы.

Цель эффективной разработки — трансформировать энергию пластовых вод в «положительную» или «нулевую», избегая «отрицательного» воздействия.

Методы повышения КИГ в традиционных коллекторах можно разделить на три стратегических направления, исходя из базовой модели оценки:

1. Повышение степени охвата запасов

- Уплотнение сетки скважин: Самый прямой метод вовлечения недренлируемых участков и нивелирования влияния неоднородности.
- Оптимизация конструкции и типов скважин: Переход к направленному бурению, использованию скважин с большим отходом от вертикали и горизонтальных стволов для увеличения площади контакта с пластом.
- Зарезка боковых стволов (ЗБС) и многоуровневое вскрытие: Эффективные способы вовлечения невыработанных пропластков по разрезу.

2. Увеличение коэффициента охвата падением давления

- Методы интенсификации притока: Искусственное улучшение ФЕС (например, через ГРП) для расширения зоны дренирования каждой скважины.
- Сбалансированное освоение: Оптимизация системы размещения скважин и режимов их эксплуатации для предотвращения преждевременного обводнения и достижения максимально равномерного снижения давления по всей залежи.

3. Повышение эффективности истощения (Pressure Depletion Efficiency)

- Механизированная добыча и удаление жидкости: Применение технологий выноса жидкости с забоя для продления срока жизни скважин.
- Наземное компримирование: Снижение давления на устье и использование дожимных компрессорных станций (ДКС) для уменьшения конечного пластового давления (давления заброса).

- Цифровизация и автоматизация: Снижение операционных затрат за счет внедрения интеллектуальных систем управления, что позволяет эксплуатировать месторождение до более низких пределов рентабельности.

Стратегия разработки должна адаптироваться под конкретный тип объекта. Для сильно неоднородных залежей с газовым режимом приоритетом является равномерность выработки за счет уплотнения сетки и ГРП. Для водонапорных объектов фокус смещается на контроль ГВК и максимизацию эффективности вытеснения, чтобы обеспечить равномерное падение давления и минимизировать потери газа в обводненных зонах (см. Таблицу 1).

4. Примеры сбалансированной разработки традиционных месторождений природного газа.

Газовая залежь формации Лунванмяо месторождения Аньюэ является хрестоматийным примером разработки объектов с краевыми и подошвенными водами в условиях активного обводнения [17–20]. На сегодняшний день это крупнейшее в Китае сверхмассивное карбонатное газовое месторождение морского генезиса.

Геологические условия залежи характеризуются высокой сложностью: низкая амплитуда структуры сочетается с обширной газовой переходной зоной, достигающей 37% объема. Коллектор отличается низкими емкостными свойствами (средняя пористость — 4,3%) и выраженной склонностью к «водяному запираению» (эффект water lock). Высокая степень неоднородности пласта (вариация проницаемости достигает 450 крат) создает предпосылки для неравномерного фронта внедрения пластовых вод. При этом водоносный горизонт с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) обладает значительной упругой энергией расширения; оценочный объем воды превышает 2,5 млрд м³. По состоянию на 2022 год коэффициент компенсации отборов внедряющейся водой составлял от 0,15 до 0,4, что позволяет классифицировать данный объект как газовую залежь с умеренно активным водонапорным режимом.

Таблица 1.

Технологические направления и методы повышения газоотдачи.

Технологическое направление	Технологические методы	Механизмы реализации
1. Повышение эффективности истощения пластового давления	Наземное компримирование и снижение устьевого давления	Снижение фильтрационного сопротивления в пласте и гидравлических потерь в стволе скважины
	Удаление пластовой воды (механизируемая добыча)	Использование насосных установок или плунжерного лифта для снижения сопротивления движению потока в НКТ
2. Увеличение коэффициента охвата пласта падением давления	Оптимизация типов и конструкций скважин	Повышение степени вовлечения недренируемых запасов в межскважинном пространстве
	Зарезка боковых стволов (ЗБС) и уплотнение сетки скважин	Вовлечение в разработку изолированных и слабодренируемых зон
3. Оптимизация коэффициента охвата заводнением	Разработка горизонтальными скважинами	Изменение характера продвижения фронта воды и увеличение коэффициента охвата вытеснением
	Размещение скважин в структурно приподнятых зонах	Увеличение «высоты обхода» воды (отдаление момента прорыва) и повышение КИГ
	Устранение блокировок и эффекта «водяного замка»	Изменение или расширение путей внедрения воды; повышение коэффициента

		охвата на поздней стадии
	Оптимизация распределения отборов (дебитов)	Контроль конусообразования (конуса обводнения) для обеспечения равномерности вытеснения
4. Повышение макроскопической эффективности газоотдачи	Закачка CO ₂ и других газов (инновационные методы)	Восполнение пластовой энергии и замещение природного газа в поровом пространстве
	Деблокирование защемленного газа	Высвобождение и добыча газа из зон, изолированных пластовой водой

Исходя из характеристик месторождения, была внедрена концепция сбалансированного освоения, ориентированная на охват всей залежи и выравнивание пластового давления между различными участками. Опираясь на детальную характеристику каналов прорыва воды, оптимизацию режимов эксплуатации и систему раннего предупреждения обводнения, была сформирована комплексная модель управления водным режимом на протяжении всего жизненного цикла («прогрессивный контроль обводнения»). Она включает три этапа: «раннее предупреждение внедрения воды, промежуточный контроль обводнения и предотвращение защемления газа на поздней стадии».

На начальном этапе, характеризующемся аномально высоким пластовым давлением, за счет оптимизации сетки скважин и темпов отбора была реализована стратегия «контроля периферии и дренирования центра». Это позволило предотвратить преждевременный прорыв подошвенных вод, повысить коэффициент охвата падением давления и эффективность истощения в чисто газовой зоне, обеспечив равномерное снижение давления по всей залежи.

На среднем этапе, когда скважины еще способны полностью выносить жидкость с забоя, основное внимание уделяется оптимизации режимов работы и функциональной трансформации фонда. С одной стороны, контролируется скорость продвижения фронта воды по каналам фильтрации. С другой стороны, рациональное использование энергии пласта позволяет поддерживать стабильную работу частично обводненных скважин, предотвращая их остановку. Это повышает общую эффективность истощения и макроскопический КИГ.

На позднем этапе, при масштабном обводнении залежи, фокус смещается на технологии удаления жидкости. Используется комбинация дренажных скважин в пониженных частях структуры и оптимизированной добычи в приподнятых зонах. Это предотвращает формирование зон заземленного газа и обеспечивает непрерывный рост КИГ.

Благодаря переходу от экстренных локальных мер к системному управлению обводнением на протяжении всего жизненного цикла, показатели месторождения Лунванмяо существенно улучшились. При начальном давлении 76 МПа и среднем давлении заброса 15 МПа, коэффициент охвата всей залежи достиг 83%, а эффективность истощения — 71%. Согласно данным гидродинамического моделирования, с учетом остаточной газонасыщенности, расчетный конечный КИГ составит 64%.

Месторождение плотных песчаников Сулигэ

Месторождение Сулигэ является классическим примером разработки сильно неоднородных залежей на режиме истощения [21–25]. С фондом более 17 000 скважин и годовой добычей 30,2 млрд м³, оно является крупнейшим по запасам и объемам производства в Китае.

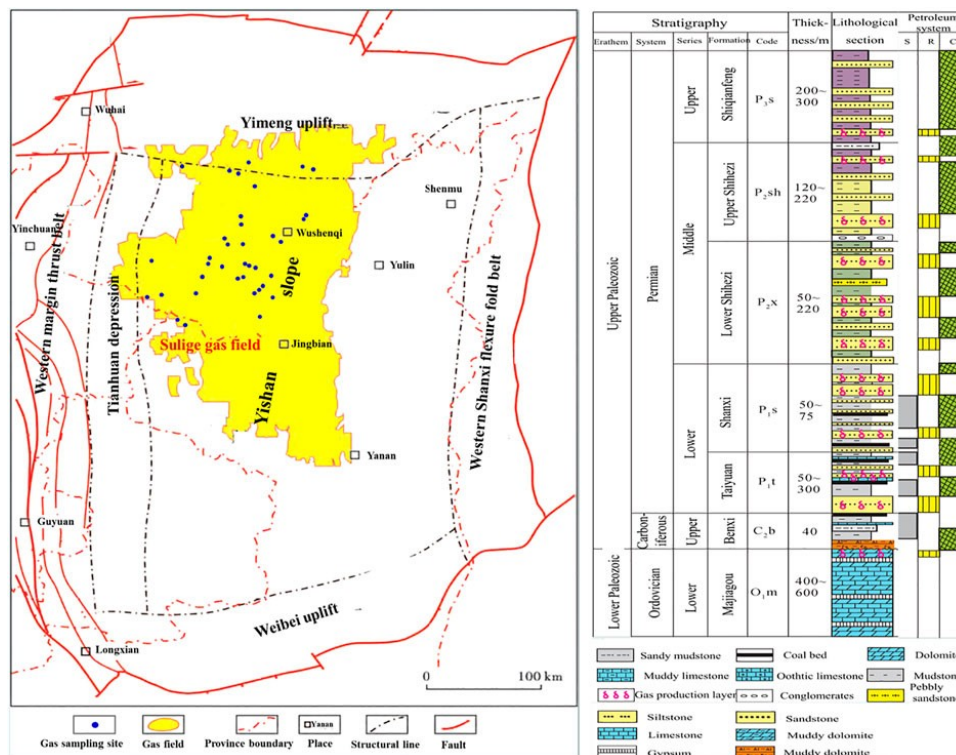


Рис. 2. Визуализация микротрещиноватости и поровой сети в плотных песчаниках, полученная методом компьютерной микротомографии месторождения Сулигэ.

Геологическое строение характеризуется широким распространением линзовидных песчаных тел руслового генезиса. Эффективные коллекторы представлены средне- и грубозернистыми кварцевыми песчаниками. Газоносные песчаные линзы разобщены (толщина 2–5 м, ширина 100–500 м), при этом более 70% из них не имеют гидравлической связи между собой. Фактически месторождение представляет собой совокупность множества независимых эксплуатационных объектов (Рис. 2).

Разработка здесь — это процесс динамического баланса между КИГ и экономической эффективностью. Основным инструментом повышения отдачи является этапное уплотнение сетки скважин:

Начальный этап: Сетка 600×800 м. Из-за сложности прогнозирования линз коэффициент охвата падением давления составил всего 35%, а КИГ — около 30%.

Текущий этап: После проведения пилотных проектов и уточнения геологической модели сетка была уплотнена до 500×650 м. Это позволило увеличить охват до 51%, а прогнозный КИГ — до 43%.

Перспектива: В будущем планируется уплотнение до 4 скважин на км². Ожидается, что охват превысит 63%, а за счет внедрения систем удаления жидкости и дожимного компримирования на поздней стадии, конечный КИГ месторождения превысит 50%.

Блок Кела-2: песчаный коллектор с краевыми и подошвенными водами.

Месторождение Кела-2 характеризуется значительной высотой залежи (500 м) и вертикальным характером обводнения вдоль крупных разломов [26, 27]. Стратегия повышения КИГ здесь включает:

Размещение основного фонда скважин в наиболее приподнятых структурных частях (вдали от контура обводнения).

Регулирование дебитов для выравнивания фронта вытеснения.

На поздних стадиях — использование горизонтальных скважин для дренирования и блокировки воды в каналах прорыва. Такой подход позволил снизить давление заброса и увеличить прогнозную накопленную добычу на 8,05 млрд м³ (прирост КИГ на 3,4%).

Многопластовое месторождение Сэбэй.

Месторождение Сэбэй (бассейн Цайдам) отличается наличием нескольких этажей газоносности с независимыми водонапорными системами [28, 29]. Ключом к повышению отдачи здесь стало дифференцированное управление пластами:

Идентификация: Оценка вклада каждого пропластка через профили притока и определение источников воды.

Активный контроль: Размещение водозаборных и дренажных скважин непосредственно в каналах прорыва.

Принцип трех балансов: Региональный, плоскостной и профильный (вертикальный). Например, «плоскостной баланс» достигается за счет создания зон пониженного давления в сводовой части, что формирует своего рода «барический барьер» для краевых вод. «Профильный баланс»

обеспечивается за счет селективной перфорации и изоляции обводненных интервалов, что позволяет вовлекать в разработку низкопродуктивные пласты без риска мгновенного обводнения всей скважины.

5. Анализ и практические рекомендации.

Коэффициент извлечения газа (КИГ) является производной трех составляющих: уровня развития технологий, капитальных затрат и общей экономической конъюнктуры. Опираясь на модель оценки КИГ и теорию сбалансированного освоения, можно выделить три магистральных пути интенсификации добычи: расширение степени вовлечения запасов, увеличение коэффициента охвата падением давления и повышение эффективности истощения пласта.

Для традиционных водонапорных залежей приоритетной задачей является минимизация зон обводнения, что позволяет сократить объемы макроскопически защемленного газа и нейтрализовать микроскопический эффект «водяного замка». В случае плотных коллекторов (tight gas) технологический акцент смещается в сторону уплотнения сетки скважин, проведения многостадийного ГРП (МСГРП) для расширения зоны дренирования и внедрения методов компрессорной добычи для максимально глубокого истощения залежи.

Первоочередное внимание следует уделить фундаментальным исследованиям механизмов газоотдачи и поиску новых материалов для МПГ (методов повышения газоотдачи). Необходимо ускорить полевые испытания технологий, адаптированных к специфическим геологическим условиям Китая.

В частности, требуется детальное изучение механизмов прорыва воды, поиск методов активного регулирования потоков в трещиноватых средах и разработка новых химических реагентов. Параллельно с этим перспективным направлением является изучение геометрии трещин (высота, длина, извилистость) и развитие технологий «энергозамещения» (закачка газа) и закачки химических агентов для снижения фильтрационного сопротивления пласта.

6. Заключение.

1. Конечный коэффициент извлечения газа представляет собой произведение степени вовлечения геологических запасов, коэффициента охвата падением давления и эффективности истощения пластового давления. Эти параметры взаимосвязаны и оказывают совокупное влияние на результат.
2. На величину КИГ влияют три группы факторов — геологические, технологические (инженерные) и экономические. Именно их сочетание определяет потенциал увеличения газоотдачи.
3. Повышение газоотдачи должно быть сквозным процессом на протяжении всего жизненного цикла месторождения. Предотвращение ущерба коллектору на ранних этапах (при бурении и первичном освоении) является более эффективным и экономически оправданным, чем попытки интенсификации добычи на стадии глубокого истощения.
4. Основными барьерами на пути к высокой газоотдаче остаются неравномерность выработки запасов и неоднородное обводнение. Решение этих проблем лежит в плоскости оптимизации систем размещения скважин, управления охватом пласта и повышения эффективности использования пластовой энергии.

Список использованной литературы.

1. Ma, X. (2009) Natural Gas in CNPC Is Coming in a Stage of Leapfrogging Development. Lecture Collection of the First Global Think Tank Summit, Beijing, China Center for International Economic Exchanges, 3-4 July 2009, 172-173.
2. Jia, A.L., He, D.B., Wei, Y.S., et al. (2021) Predictions on Natural Gas Development Trend in China for the Next Fifteen Years. Journal of Natural Gas Geoscience, 37, 709-715.[CrossRef]
3. Li, J.Z., Zhen, M., Guo, Q.L., et al. (2019) Fourth Assessment for Oil and Gas Resource. Petroleum Industry Press, Beijing.
4. Ma, X.H., Chen, J.J. and Tang, J.W. (2003) The Natural Gas Development Characteristics and Strategy in China. Journal of Natural Gas Geoscience, 14, 15-20.
5. Oil and Gas Department of National Energy Administration, Resource and Environmental Policy Research Institute of the Development Research Center of the State Council, Oil and Gas Resources Strategic Research Center of the Ministry

of Natural Resources (2022) Natural Gas Development Report of China. Petroleum Industry Press, Beijing.

6. Zou, C.N., He, D.B., Jia, C.Y., et al. (2021) Connotation and Pathway of World Energy Transition and Its Significance for Carbon Neutral. *Acta Petrolei Sinica*, 42, 233-247.
7. Li, S.L., Wang, Y., Liu, T.Y., et al. (2008) Good Experiences Learned from Home and Abroad to Develop Large Gas Fields in China. *Natural Gas Industry*, 28, 7-11.
8. Sun, Y.P., Lu, J.L., Wan, Y.J., et al. (2016) Enlightenments of Lacq and Meillon Gas Fields in France to the Development of Longwangmiao Fm Gas Reservoirs in the Anyue Gas Field, Sichuan Basin. *Natural Gas Industry*, 36, 37-45.
9. Jia, A.L. and Yan, H.J. (2014) Problems and Countermeasures for Various Types of Typical Carbonate Gas Reservoirs Development. *Acta Petrolei Sinica*, 35, 519-527.
10. Jia, A.L., Yan, H.J., Guo, J.L., et al. (2014) Characteristics and Experiences of the Development of Various Giant Gas Fields All over the World. *Natural Gas Industry*, 34, 33-46.
11. He, D.B., Yan, H.J., Yang, C.C., et al. (2022) Gas Reservoir Characteristics and Technical Countermeasures for Development in the Fourth Member of Dengying Formation in Anyue Gas Field. *Acta Petrolei Sinica*, 43, 977-988.
12. Tang, Z.Y. and Kong, J.X. (1984) Structural Characteristics of Sinian Reservoirs in Weiyuan Gas Field, Sichuan. *Acta Petrolei Sinica*, 5, 43-54.
13. Wen, H.C. (1986) Gas-Water Relation in Weiyuan Gas Field. *Natural Gas Industry*, 6, 14-19.
14. Liu, E. (1985) Characteristics of Production Performance and an Idea of the Intensive Water Withdrawal in Gas Wells of Sinian Gas Pool, Weiyuan Gas Field. *Natural Gas Industry*, 5, 41-46.
15. Li, C.L. (2005) *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Petroleum Industry Press, Beijing.
16. Jia, A.L. and Cheng, L.H. (2010) The Technique of Digital Detailed Reservoir Characterization. *Petroleum Exploration and Development*, 37, 709-715.

17. Li, X.Z., Guo, Z.H., Wan, Y.J., et al. (2017) Geological Characteristics and Development Strategies for Cambrian Longwangmiao Formation Gas Reservoir in Anyue Gas Field, Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 44, 428-436.
18. Jia, A.L., Yan, H.J., Guo, J.L., et al. (2013) Development Characteristics for Different Types of Carbonate Gas Reservoirs. *Acta Petrolei Sinica*, 34, 914-923.
19. Ma, X.H., Yang, Y., Wen, L., et al. (2019) Distribution and Exploration Direction of Medium-and Large-Sized Marine Carbonate Gas Fields in Sichuan Basin, SW China. *Petroleum Exploration and Development*, 46, 1-15.
20. Xie, J. (2020) Innovation and Practice of the Key Technologies for the Efficient Development of the Supergiant Anyue Gas Field. *Natural Gas Industry*, 40, 1-10.
- [21] He, D.B., Wang, L.J., Ji, G., et al. (2012) Well Spacing Optimization for Sulige Tight Sand Gas Field, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 39, 491-497.
22. He, D.B., Jia, A.L., Ji, G., et al. (2013) Well Type and Pattern Optimization Technology for Large Scale Tight Sand Gas, Sulige Gas Field. *Petroleum Exploration and Development*, 40, 84-95.[CrossRef]
23. Lei, Q., Guan, B.S., Cai, B., et al. (2019) Technological Progress and Prospects of Reservoir Stimulation. *Petroleum Exploration and Development*, 46, 605-613.
24. Wang, J.P., Zhang, C.W., Li, J.Y., et al. (2021) Tight Sandstone Gas Reservoirs in the Sulige Gas Field: Development Understandings and Stable-Production Proposals. *Natural Gas Industry*, 41, 100-110
25. Li, T., Li, Q., Hu, Y., et al. (2021) Quantitative Characterization of Irregular Micro-Fracture Network and Its Effect on the Permeability of Porous Media. *Petroleum Exploration and Development*, 48, 430-441.
26. Shen, P.P., Yuan, S.Y., Han, D., et al. (2001) Strategy Study and Potentiality Evaluation of EOR for Onshore Oil Fields in China. *Acta Petrolei Sinica*, 22, 45-48.

27. Yuan, S.Y., Wang, Q., Li, J.S., et al. (2021) EOR Technological Innovation Keeps China's Crude Oil Production Stable on Longterm Basis. *Petroleum Science and Technology Forum*, 40, 24-32.
28. Yuan, S.Y., Hu, Y.L. and Luo, K. (2005) State of the Art, Challenges and Countermeasures of Natural Gas Development in China. *Petroleum Exploration and Development*, 32, 1-6.
29. Sun, L.D., Zou, C.N., Jia, A.L., et al. (2019) Development Characteristics and Orientation of Tight Oil and Gas in China. *Petroleum Exploration and Development*, 46, 1073-1087.