

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ УНИКАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯКУТИИ

В.Ф. Перепеличенко
ИПНГ РАН

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) относится к уникальным – по запасам газа и к крупным – по нефти. Содержание гелия в газе Чаяндинского месторождения на порядок выше, чем в газе Оренбургского. В настоящее время на Чаяндинском месторождении завершаются разведочные работы, найдены основные проектные решения, но продолжается поиск более рентабельных вариантов его освоения. Оба рассматриваемых месторождения имеют газы многокомпонентного состава и нефтяные оторочки с запасами крупных нефтяных залежей. Однако на Оренбургском месторождении при его освоении запасы нефти доразведовались, а на Чаяндинском – утверждены по категории, позволяющей начать разработку. На Оренбургском месторождении с падающей добычей отобрано уже более 60 % запасов сырья; опыт его проектирования и освоения приведен автором в этой работе.

При проектировании освоения Оренбургского НГКМ особое внимание было уделено обеспечению промышленной безопасности (так как в начале освоения имела место аварийная ситуация). Предусматривалось создать резервы (хранилища) газов – сепарации, товарного и гелия. При хранении газа сепарации в Копанском НГКМ, расположенном в 120 км от Оренбургского, предполагалось значительно увеличить компонентоотдачу. Копанское месторождение состоит из двух пластов: артинского (нефтегазоконденсатного) и башкирского (нефтяного). Максимальная толщина артинского пласта составляет 200 м, из которых 50 м насыщены нефтью, а 150 м – газом. Максимальная толщина башкирского пласта 76 м. Опытно-промышленная эксплуатация артинского пласта показала, что запасы нефти на 35%, содержание C_{5+} на 20%, C_2-C_4 на 50% больше значений, принятых при проектировании [3]. Фазовые диаграммы газа и нефти приведены на рис. 1. При разработке артинского пласта в режиме на истощение вся нефть оторочки оставалась в недрах. Коэффициент её извлечения прогнозировался менее 2% от запасов, коэффициенты извлечения конденсата и газа – не более 38 и 76% соответственно. При вторжении воды показатели разработки были ещё скромнее (рис. 2). Автор этой работы оценил вариант освоения месторождения пласта. Эксплуатационные

скважины вскрывали всю толщину нефтяной оторочки, а также 25-метровый интервал над газонефтяным контактом (ГНК) и 5-метровый интервал под водонефтяным контактом (ВНК). Конструкция забоя данных скважин представлена на рис. 3 [3]. Закачка газа производилась в прикровельную 25-метровую часть обоих пластов и обеспечивала совместный отбор газа, нефти и воды.

С помощью математических моделей было определено предпочтительное местоположение и количество эксплуатационных и нагнетательных скважин. Были рассчитаны соотношения дебитов между газом, нефтью и водой, которые обеспечивают постоянство ВНК и ГНК на длительном промежутке времени, а также прогнозные показатели на весь период разработки.

Коэффициенты извлечения нефти при давлениях закачки 35 и 25 МПа составили значительно большие величины, чем при разработке в режиме на истощение – 0,74 и 0,53 соответственно, коэффициенты извлечения конденсата – 0,95, а весь попутный газ был использован для получения данных показателей. Следует отметить, что пластовые давления при закачке превышали начальные на 40 и 20% соответственно, выполнялось неполное смешивание нефти с газом. Повышение давления закачки может привести к некоторому дополнительному росту коэффициентов извлечения нефти.

Хранение гелия на Оренбургском газовом комплексе до настоящего времени осуществляется в подземных емкостях, построенных путем выщелачивания солей. Хранение товарного газа осуществляется в выработанном газовом месторождении Совхозное.

Решения, принятые при освоении Оренбургского НГКМ, использованы автором при оценке вариантов освоения Чаюдинского НГКМ, расположенного в лесистой местности, на территории Республики Саха (Якутия), в 150 км к западу от г. Ленска, в 220 км к югу от г. Мирного и в 130 км к северу от п. Витим. Для данной местности характерны глинистые грунты, болота-торфяники. Климат там резко континентальный (от -60°C зимой до $+35^{\circ}\text{C}$ и более летом). Поставка грузов к месту работ возможна лишь по р. Лене, а от ее берегов – по зимнику.

Месторождение имеет три пласта, которые, в свою очередь, делятся на изолированные блоки (ботуобинский, талахский, хамакинский). Ботуобинский пласт имеет нефтяную оторочку. Пластовые температуры и давления – аномально низкие (глубина – 1800 м, $T_{\text{пл}} - 9^{\circ}\text{C}$, $P_{\text{пл}} - 13$ МПа). Между кровлей месторождения и дневной

поверхностью встречаются пласты солей, туфов и вечномёрзлых пород. Подошва нижнего пласта расположена над фундаментом, залегающим на глубине около 2 км от дневной поверхности.

Залежи недоразведаны. Запасы газа по категории C_1 составляют около 30%. Запасы нефти более достоверны и подготовлены к освоению. Оторочка нефти ботубинского пласта имеет значительные размеры по площади и в среднем 6-метровую эффективную толщину. Нефть подстилается водой на 70% площади её распространения, а сверху на 70% перекрывается газом.

При взаимодействии воды с газом в пластовых условиях образуются гидраты. Вытеснение нефти газом неэффективно из-за низких пластовых температур, которые не обеспечивают условия их смесимости. Подогрев забоев эксплуатационных и нагнетательных скважин дает незначительный эффект. Действительно, из диаграммы, показанной на рис. 2 и отражающей фильтрацию нефти, газа и воды, видно, что одновременно три фазы не двигаются к призабойным зонам скважин, даже при начальном пластовом давлении. При снижении пластового давления площади областей фильтрации и двух фаз будут уменьшаться. Практически в пласте Чаяндинского месторождения возможна фильтрация лишь однофазных систем. Вытеснение нефти любыми агентами, используемыми в нефтепромысловой практике, приведет к отрицательным результатам.

Учитывая изложенные выше обстоятельства, авторы предлагают следующие направления, по которым следует вести разработку эффективных, но дорогостоящих технологий:

- повышение температур и давлений процессов вытеснения;
- ингибирование фронта вытеснения;
- применение инертных систем, снижающих давление и температуру смесимости нефти с вытесняющими агентами и др.

Следует отметить, что применение для этих целей азота нежелательно, так как он повышает давление и температуру кипения нефти. Таким образом, подтверждается тезис о нерентабельности в настоящее время добычи нефти из оторочки Чаяндинского НГКМ.

Во всех приведенных вариантах в качестве объекта хранения гелия принималось небольшое, близко расположенное Тас-Юряхское нефтегазоконденсатное месторождение – спутник Чаяндинского НГКМ, содержащее гелий. Четвертый блок Тас-Юряхского НГКМ содержит сырье, аналогичное сырью Чаяндинского месторождения. Высокая

продуктивность двух разведочных скважин, поровый объем пласта-коллектора данного месторождения свидетельствуют о возможности хранения всего гелия месторождений юга Республики Саха (Якутия).

Для создания подземного хранилища гелия (ПХГ) необходимо отобрать первоначальные запасы пластового газа до давлений 5,0–7,0 МПа. Затем можно закачивать и отбирать гелий в необходимых объемах. Максимальное пластовое давление – 15–18 МПа. Одна скважина – эксплуатационная, вторая – резервная. Сохранность гелия обеспечивается герметичностью двух скважин. Герметичность крышки хранилища подтверждена наличием гелия в составе пластового газа.

В качестве объекта хранения газа сепарации рассматривался ботубинский пласт Чаяндынского месторождения.

Хранилищами широкой фракции жидких углеводородов и небольших объемов гелия являются подземные емкости, намываемые в пластах солей, находящиеся вблизи гелиевого завода. Такие же емкости оценивались в вариантах освоения Чаяндынского месторождения в качестве хранилищ конденсата и нефти.

Возможен совместный транспорт нефти и конденсата по уже действующему нефтепроводу. Транспорт гелия – по воздуху дирижаблями, которые можно использовать также для доставки грузов и людей в условиях бездорожья. Эффективна доставка дирижаблями и контейнеров сжиженного газа для газификации малочисленных поселений. Трубопроводная газификация таких населенных пунктов убыточна.

Затраты на строительство ПХГ делают все варианты освоения Чаяндынского НГКМ убыточными. Лишь первоочередная добыча газа без дальнейшего выделения гелия, при его запасах $C_1 = C_1 + C_2$, способна обеспечить рентабельность проекта с годовыми объемами добычи 30 млрд м³ в течение 25 лет. Необходимо совместить доразведку месторождения с добычей нефти из оторочки. Поскольку она не изолирована от газовой залежи и водоносного бассейна, то максимальные годовые отборы нефти, по нашим оценкам, не превысят 200–300 тыс. т в течение 4–5 лет при фонде эксплуатационных скважин 200 ед. Суммарная добыча нефти может достичь 3–5 млн т при коэффициенте нефтеотдачи 6–10%. Продукцией этих скважин будет нефть, газ и вода. По существующему нефтепроводу можно подавать нефть потребителям, попутный газ вместе с гелием – использовать на собственные и местные нужды, остальное – возвращать в Чаяндынское месторождение. Через 5–6 лет доразведки недр с промышленным

экспериментом по добыче нефти будет доказано, что освоение Чаяндинского НГКМ рентабельно при разработке лишь его газоконденсатной части, без выделения гелия из всего добываемого газа. Предпочтительным был бы при этом вариант реализации товарного газа с гелием по цене, учитывающей его наличие. Сегодня рынок гелия в России практически отсутствует, и даже в ближайшее десятилетие его появление не ожидается. Инвестором для реализации проекта по выделению и хранению якутского гелия может быть только государство.

Выводы

Основными причинами, снижающими привлекательность комплексного освоения Чаяндинского НГКМ, являются:

- небольшие запасы газа промышленных категорий;
- низкая продуктивность скважин (газ – 200 тыс. м³/сут, нефть – 10 т/сут);
- незначительный конечный коэффициент нефтеотдачи (6÷8%) при разработке подобных оторочек в мире;
- отсутствие в России рынка гелия;
- убыточность транспорта и хранения гелия;
- отсутствие рентабельных технологий комплексной разработки таких сложных месторождений;
- суровые климатические условия и значительная удаленность данного месторождения от потребителей.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Перепеличенко В.Ф.* Компонентоотдача нефтегазоконденсатных залежей. М.: Недра, 1990. 272 с.
2. *Перепеличенко В.Ф.* Копанское месторождение: новый метод разработки // Газовая пром-сть. 1985. № 11. С. 9.
3. *Перепеличенко В.Ф., Башиев В.З., Шуэр А.Г.* Система поддержания пластового давления на Копанском нефтегазоконденсатном месторождении // Оптимальные методы разработки сероводородсодержащих месторождений газа. Ашхабад, 1986. С. 19–20.

ПРИЛОЖЕНИЕ

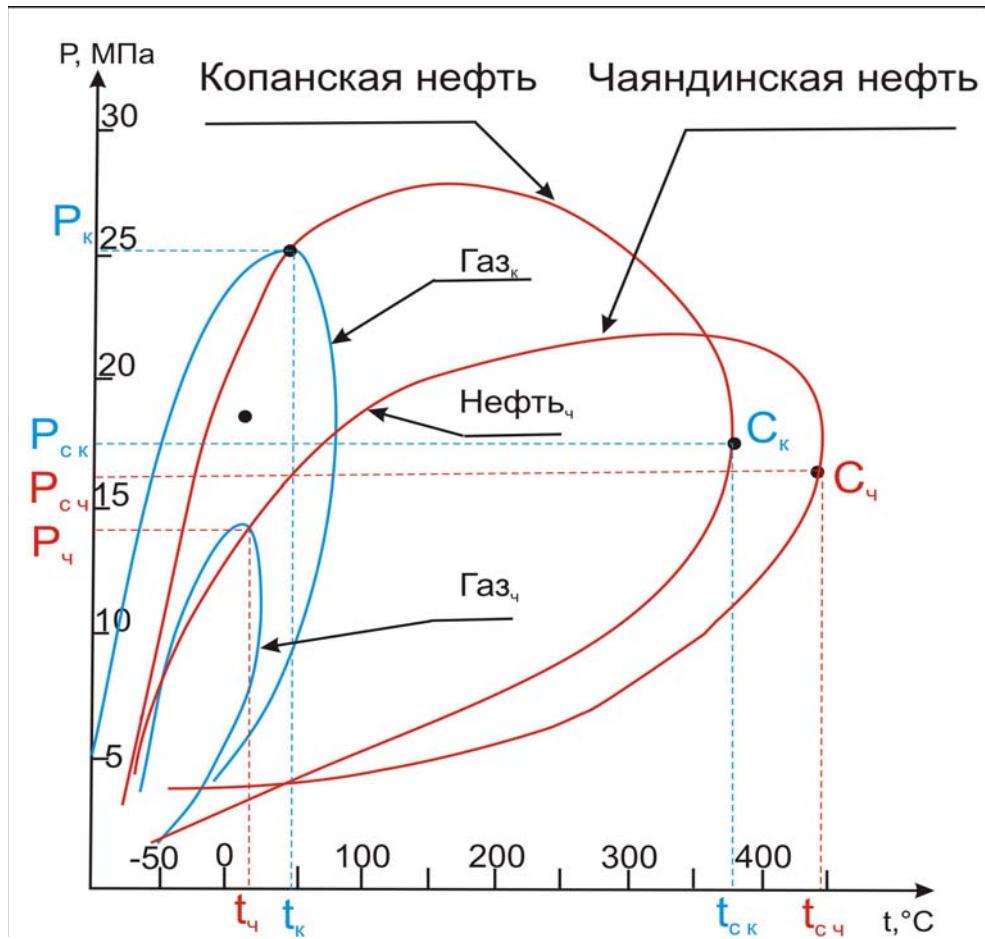


Рис. 1. Схематическое изображение диаграмм фазовых состояний газов и нефтей Копанского и Чаяндинского месторождений.
 Условные обозначения:
 P_с, t_с – критические давления и температура соответственно;
 P_{пл}, t_{пл} – соответственно пластовые давления и температура;
 Индексы: К – Копанское, Ч – Чаяндинское.

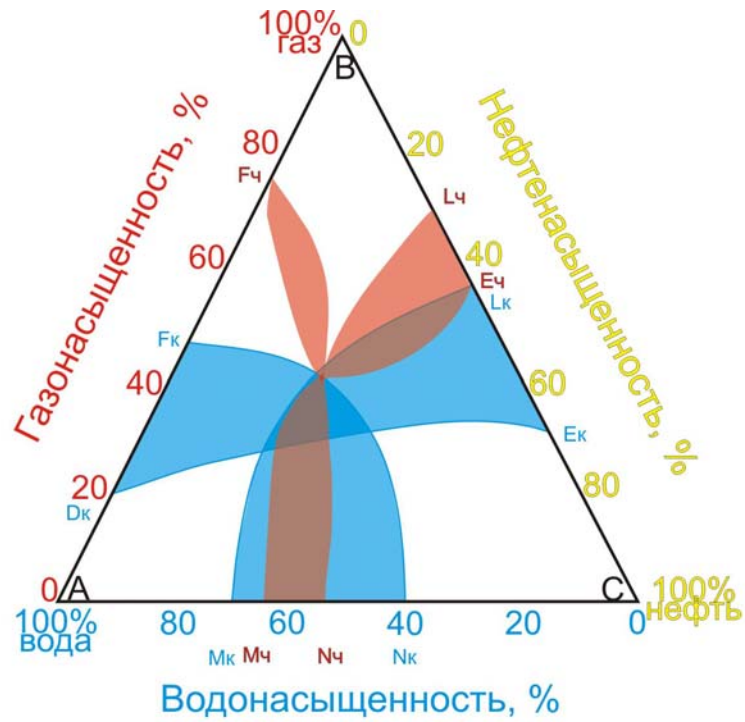


Рис. 2. Схематическое изображение областей фильтрации на Копанском и Чаяндинском меторождениях.

ЖОК – три фазы; FOJD, LOKEL, NJKMN – две фазы (вода–газ, нефть–газ, вода–нефть);

FBLOF, ECKME, DJNAD – одна фаза (газ, нефть, вода).

Индексы: К – Копанское, Ч – Чаяндинское.

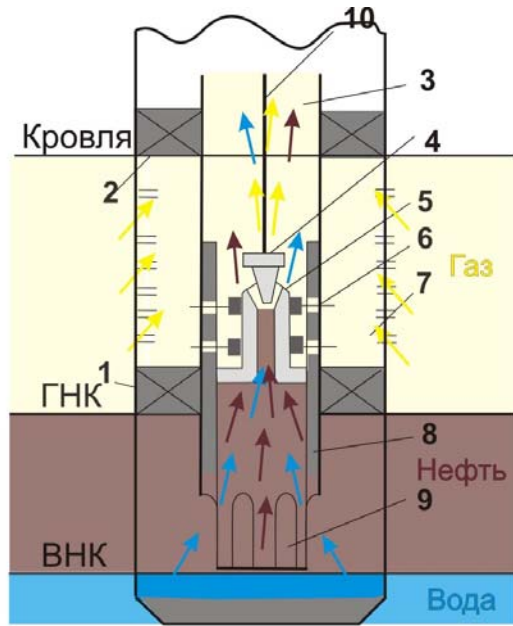


Рис. 3. Схема низа эксплуатационной и насосно-компрессорной колонн.
 Условные обозначения:
 1,2 – пакеры; 3 – НКТ; 4 – «глухая» пробка;
 5 – гнездо для глухой пробки; 6 – клапан, 7 – затрубное пространство;
 8 – хвостовик; 9 – окна для сбора нефти с водой; 10 – трос.