

## Оценка Конечного Коэффициента Извлечения Нефти При Различных Системах Разработки Нефтегазоконденсатного Месторождения Южный Кемачи

*Назаров Улужбек Султонович<sup>1</sup>, Насимхонов Лутфулло Назирилло угли<sup>2</sup>*

**Аннотация:** Состояние изученности проблемы показывает, что выбор системы разработки нефтяных оторочек зависит от комплекса характеризующих её геолого-физических параметров: типа, залежи, режима её дренирования, типа коллектора и его свойств, свойств и запасов пластовых флюидов, активности вод и т.п.

**Ключевые слова:** система разработки, проект разработки сайклинг процесс, характеристика вытеснения, коэффициент извлечения нефти, геологические запасы, одновременное отбор нефти.

Основные положения эффективной разработки нефтяных оторочек можно свести к следующему:

- результативность эксплуатации нефтегазоконденсатных объектов в значительной степени зависит от очередности извлечения запасов нефти и газа;
- в различных горно-геологических условиях возможны различные модификации: опережающая разработка нефтяной оторочки, одновременная разработка нефтяной и газовой частей залежи, опережающее дренирование газовой шапки;
- без реализации специальных мероприятий по разобщению скоплений нефти и газа любая из указанных систем разработки накладывает ограничения на условия извлечения одного из пластовых флюидов, приводит к необходимости консервации его запасов на длительный период и даже к дополнительным потерям.

В проектах разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи в зависимости от реализованных систем планировалось достичь различные величины конечного коэффициента извлечения нефти (ККИН).

При системе разработки с одновременным отбором нефти и газа планировалось достичь ККИН – 0.0711.

В последующем был составлен проект разработки месторождения с сайклинг процессом, путём обратной закачки части добываемого газа в пласт обеспечивающую компенсацию отбора газа на 50% [1, 2, 3]. За счёт сайклинг процесса предполагалось достичь ККИН – 0.0904.

Для определения фактического ККИН при системе разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи с первоначальным отбором нефти и консервацией газа газовой шапки, одновременного отбора нефти и газа, сайклинг процесса использован эмпирический метод – характеристика вытеснения нефти водой, описывающих историю эксплуатации объекта.

Необходимо отметить, что в настоящее время характеристики вытеснения применяются как для оценки технологических эффектов от реализации отдельных технологических процессов (заводнение, применение процессов воздействия на пласт химическими реагентами и разными

<sup>1</sup> доктор технических наук, профессор

<sup>2</sup> АО «УЗЛИТИНЕФТГАЗ», Ташкентский государственный технический университет им. И.Каримова



вытесняющими агентами, осуществление ГТМ по повышению производительности скважин и т.д.), так и для прогноза показателей разработки [4, 5, 6, 7, 8].

Для определения извлекаемых запасов нефти выделенных периодов разработки залежи нефти нами использована характеристика вытеснения предложенный Г.С. Камбаровым [6], т.к. этот метод является наиболее предпочтительным с точки зрения обеспечения точности расчетов (до 2,6%) [9].

Основная расчетная зависимость определения извлекаемых запасов нефти по этому методу имеет вид:

$$Q_H * Q_{ж} = c + dQ_{ж}, \quad (1)$$

где  $Q_H$  и  $Q_{ж}$  – накопленные отборы нефти и жидкости;

$c, d$  – коэффициенты, определяемые из графиков или методом наименьших квадратов.

По характеристикам вытеснения нефти водой определялись запасы нефти ( $Q_{извл}(\infty)$ ), которые можно извлечь из залежи при  $Q_{ж} \rightarrow \infty$  и при условии сохранения реализованной системы разработки залежи. Значение коэффициента «с» в формуле (1) соответствует величине извлекаемых запасов нефти при бесконечной промывке пласта.

В соответствии с методическим руководством по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр на характеристиках вытеснения нефти водой, построенных по объектам исследования выделялись заключительные прямолинейные отрезки для определения начальных извлекаемых запасов нефти для выделенных периодов разработки залежи нефти (рис.1).

При разработке нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи с первоочередным отбором нефти и консервацией газа газовой шапки достигнуты низкие темпы отбора жидкости и нефти (в % от начальных геологических запасов) соответственно 0.16 и 0.08%. Из залежи было извлечено всего 315,2 тыс. т нефти, что составляет 1,2% от начальных геологических запасов, при этом между величинами проектного ККИН и определённого по характеристикам вытеснения огромная (рис. 2)

При разработке месторождения с одновременным отбором нефти и газа газовой шапки достигаются наивысшие темпы отбора жидкости и нефти соответственно 1.44 и 0.86%. За весь период разработки будет извлечено 1371.1 тыс. т. нефти, а ККИН составит 5.22%.

При разработке с частичным сайклинг процессом темп отбора жидкости и нефти, занимает промежуточное положение между двумя выше рассмотренными вариантами, т.е. соответственно 0.96 и 0.20%. Реализация данного варианта обеспечивает достижение ККИН – 9.44%.



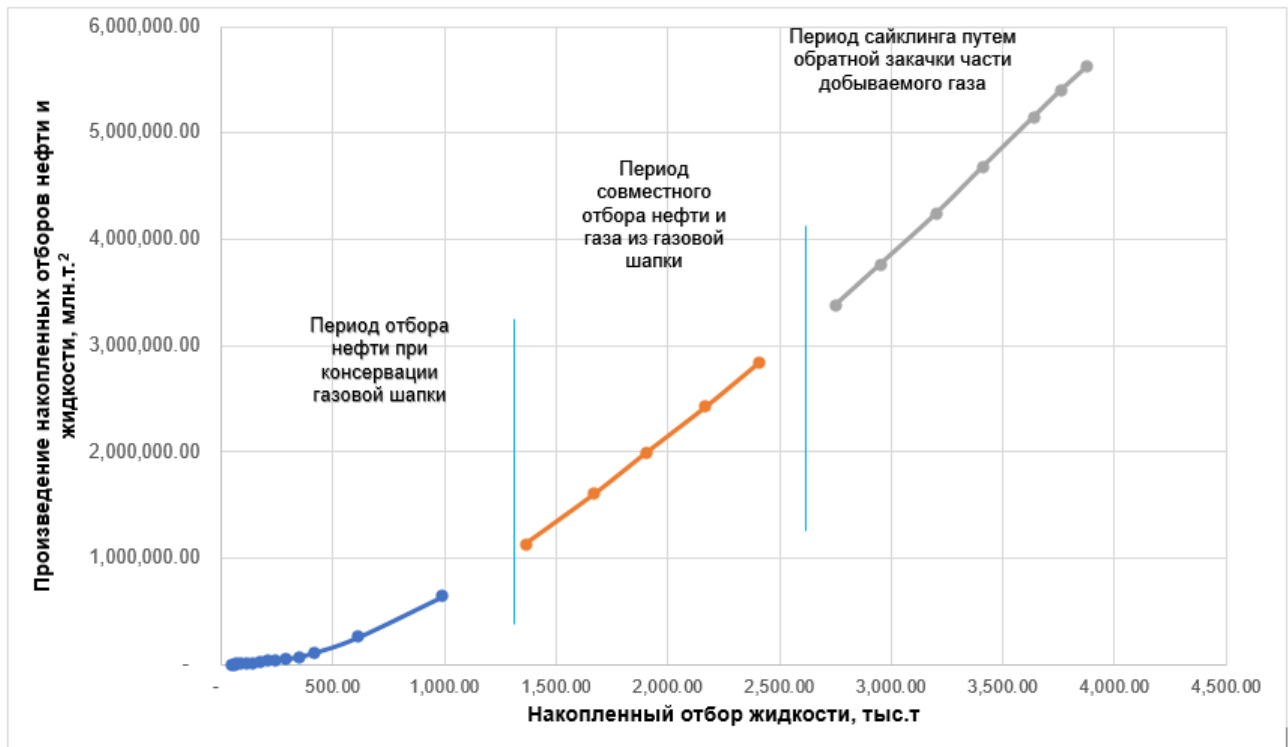
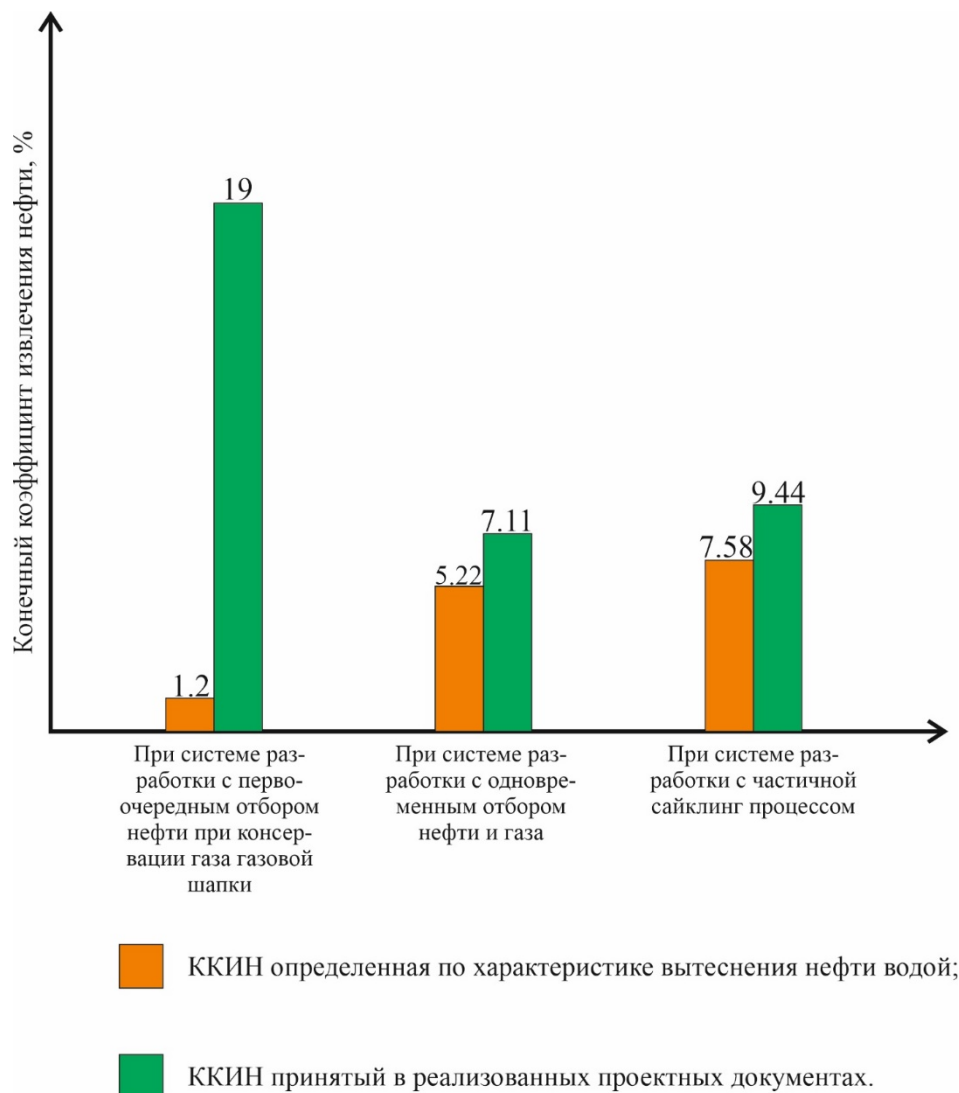


Рис. 1. Характеристика вытеснения нефти водой нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи (Насимхонов Л.Н., 2023 год)



**Рис. 2. Гистограмма сопоставления прогнозной величины ККИН нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи. (Насимхонов Л.Н., 2023 год)****Выводы**

1. Численными экспериментами доказано, что при толщинах нефтяной оторочки менее 10 м, несмотря на перфорацию оптимального интервала с начала эксплуатации, вертикальные скважины работают с прорывным газом газовой шапки и подошвенных вод. Увеличения депрессии на пласт выше расчетной оптимальной величины ускоряет процесс прорыва газа и воды к забоям скважин и приводит к снижению их продуктивности.
2. Технологическими расчетами по характеристике вытеснения нефти водой оценены извлекаемые запасы и коэффициент извлечения нефти. Установлено, что за определенный срок разработки нефтяной оторочки при системе разработки с совместным отбором нефти и газа темп отбора нефти увеличивается с 0,08% до 1,44%, а коэффициент извлечения нефти с 1,2% до 5,22%, по сравнению с первоначальной системой разработки с первоочередным отбором нефти.
3. Методом материального баланса проведена оценка доли участия энергии пласта в процессе извлечения нефти. Расчетами показано, что на процесс извлечения нефти практически одинаковую долю вносят энергия подошвенных вод – 35,34% и энергия расширения газовой шапки – 37,56%, при относительно подчиненной роли энергии растворенного в нефти газа – 27,1%.

**Список использованной литературы:**

1. Ирматов Э.К. Составление дополнительного варианта технологической схемы месторождения Южный Кемачи. – Ташкент: ОАО «O'ZLITINEFTEGAZ», 1990. - 125 С.
2. Агзамов А.Х. Проект разработки месторождения Южный Кемачи. – Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтваз», 2000. - 92 С.
3. Назаров У.С. Проект совместной разработки нефтяной и газоконденсатной залежи месторождения Южный Кемачи. – Ташкент: ОАО «O'ZLITINEFTEGAZ», 2004. - 176 С.
4. Посевич А.Г., Саенко О.Б. Характеристика основных периодов эксплуатации нефтедобывающих скважин//Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 2020. – №3(615). – с.13-19.
5. Посевич А.Г., Модификационная характеристика вытеснения нефти водой. Теоретическая основа и практика применения// Нефтепромысловое дело. – М.:ВНИИОЭНГ, 2019. – №2. – с. 22-32.
6. Камбаров Г.С., Алмаамедов Д.Г., Махмудова Т.Ю. К определению начального извлекаемого запаса нефтяного месторождения// Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1974. - №3. - с.22-23
7. Посевич А.Г., Саенко О.Б. Прогнозирование поведения модифицированной характеристики вытеснения при термозаводнении//Science and work. – 2016. – vol. 1, №3(31). – с.92-97.
8. Янин А.Н. О взаимосвязи коэффициентов безводной и конечной нефтеотдачи пластов по промысловым данным//Бурение и нефть. – 2011. - №10. – с. 24-26.
9. Методическое руководство по расчёту коэффициентов извлечения нефти из недр. -М: Министерство нефтяной промышленности, 1986-253с.
10. Насимхонов Л.Н., Агзамова С.А. Анализ геологических и технологических причин прорыва газа газовой шапки и подошвенных вод к забоям скважин нефтегазоконденсатных месторождений Бухаро-Хивинского региона//Neft va gaz, 2023. – №3. – с.30-37.
11. Аббасова С.А., Насимхонов Л.Н., Агзамова С.А. Геологические и технологические причины прорыва газа газовой шапки и подошвенных вод к забоям скважин нефтегазоконденсатных месторождений Бухаро-Хивинского региона//Материалы межд. конф. «Инновационные подходы к локализации». – Карши, 2023. – с. 428-430.

