

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПО ДОБЫЧЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЕ СЕВЕРНЫЙ ШУРТАН

<https://doi.org/10.5281/zenodo.10163674>

Д.Г.Азизова

доцент кафедры Нефтегазовое дело

Л.Н.Орипова

старший преподаватель кафедры Нефтегазовое дело

Каршинский инженерно-экономический институт

Аннотация

В статье рассмотрены основные задачи о нахождении комплекса оптимальных технико-экономических решений по добыче нефти на месторождении Северный Шуртан. Так же приведены методы для предотвращения возникающих осложнений, в которой приводятся анализ текущего состояния разработки, выявленный им проблемы, методы решения, проверенные различными расчетными вариантами дальнейшей разработки и технико-экономический анализ проектных решений. Даны рекомендации для увеличения темпов добычи нефти путем площадного нагнетания газа.

Ключевые слова

газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, углеводород, залеж, пластовой давления, Северный Шуртан, скважина, режим, пласт, дебит.

Annotation

In article the basic task of finding complex best techno-economic solutions for oil at Northern Shurtan. Also, are the methods for preventing complications in the analysis of the current state of development, identified the problems, solutions, tested various design options for the further development and technical-economic analysis of design solutions. Recommendations for increasing the rate of oil recovery by gas injection area.

Key words

gas condensate and oil and gas condensate fields, hydrocarbon, deposit, reservoir pressure, Northern Shurtan, well, regime, formation, flow rate.

В настоящее время, когда в стране осуществляется новая ценовая политика рыночного характера, целесообразно использовать открывающиеся благодаря этому возможности для реализации методов повышения конденсатоотдачи пласта при разработке газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. В связи с этим приобретают

актуальность проблемы разработки месторождений такого класса на завершающей стадии отбора запасов, при низких пластовых давлениях. Одной из сложнейших является проблема повышения конденсатоотдачи газоконденсатных пластов в условиях аномально-низких давлений.

На современном этапе перевода всех хозяйственных связей в стране на рыночные отношения нефтегазодобывающие отрасли промышленности приобретают реальную возможность повысить полноту отбора природных запасов углеводородов путем внедрения методов воздействия на пласт.

В настоящее время при использовании природных видов энергии разрабатываются залежи нефти с «эффективным» природными режимами, для которых искусственное воздействие не требуется, а также залежи с особыми геологическими условиями, при которых методы воздействия не могут принести необходимых результатов или не могут быть освоены.

К числу нефтяных залежей с эффективными природными режимами относят залежи с водонапорным и активным упруговодонапорным режимами. Последний называют активным в случае, когда ресурсы его энергии достаточны для отбора из недр извлекаемых запасов нефти достаточно высокими темпами без снижения пластового давления ниже давления насыщения. Наиболее распространенный метод воздействия заводнение не приносит нужных результатов при вязкости нефти в пластовых условиях более 30-40 мПа*с, поскольку при этом в пласте не создается устойчивого фронта вытеснения нефти водой: последняя быстро перемещается по тонким наиболее проницаемым прослоям пласта, оставляя невыработанным основной объем залежи. Системы и процессы разработки газовых и газоконденсатных залежей имеют ряд особенностей. Снижение пластового давления в разрабатываемых газовых залежах в процессе их разработки приводит к важным последствиям. При взаимодействии залежей с законтурной областью снижение пластового давления в залежах, особенно в крупных, оказывает влияние на состояние пластового давления во всей водонапорной системе, к которой они приурочены. [2,3]

Основными методами поддержания пластового давления являются, нагнетание воды или газа. Нагнетание воды в продуктивный пласт с маломощной нефтяной оторочкой влечет за собой угрозу быстрого обводнения скважины и не решает проблему потерь нефти за счет миграции ее в газовую часть залежи. Поддержание пластового давления нагнетанием газа зачастую применяется именно для предупреждения миграции нефти в газовую шапку. Увеличение добычи жидких углеводородов может быть

обусловлено вытеснением нефти нагнетаемым газом, эффектом испарения, а иногда и устранением потерь углеводородов, которые возможны без реализации процесса поддержания пластового давления. Нагнетанием газа в продуктивные отложения часто можно значительно продлить срок разработки залежи с поддержанием проектной нормы добычи нефти, что сокращает время разработки пласта и соответственно уменьшает эксплуатационные затраты.

Месторождение Северный Шуртан разрабатывается с 2005 года. До 2006 года месторождение разрабатывалось на естественном режиме с опережающей разработкой нефтяной части нефтегазоконденсатной залежи. В 2006 году была составлена «Технологическая схема разработки месторождения Северный Шуртан», согласно утвержденному варианту которой нефтегазоконденсатная залежь должна была разрабатываться при безводных дебитах с регулируемым отбором свободного газа. Но фактически разработка месторождения является совместной с опережающей выработкой газоконденсатной части. В связи с чем, наблюдается резкое снижение пластового давления в районе действующих скважин. Дальнейшая разработка при сложившейся системе чревата увеличением потерь нефти, за счет миграции ее в газовую шапку, а также газового конденсата, выпадающего в пласте. Для предотвращения возникающих осложнений была выполнена данная работа, в которой приводятся анализ текущего состояния разработки, выявленный им проблемы, методы решения, проверенные различными расчетными вариантами дальнейшей разработки и технико-экономический анализ проектных решений. В процессе проектирования разработки месторождения были разработаны четыре основных варианта.

Наиболее предпочтительным вариантом дальнейшей разработки месторождения выглядит вариант II. С точки зрения рационального расхода пластовой энергии без поддержания пластового давления данный вариант ближе к идеалу. Однако он требует своевременного перехода на режим оптимального расхода свободного газа, а также предполагает установку многофазных расходомеров и наличие отлаженной системы контроля и регулирования разработки. Также основными мероприятиями по устранению негативных последствий прорывов газа в добывающие скважины являются обоснованный выбор положения интервала перфорации и установление оптимального технологического режима работы скважин. Для выявления рекомендуемого варианта, для дальнейшей разработки месторождения были проведены технико-экономические анализы. Для

сравнительной оценки вариантов разработки месторождения использовался основной показатель эффективности капитальных вложений – денежный поток наличности. Разработка месторождения по второму варианту обеспечит за весь расчетный период (16 лет) реализацию природного газа в объеме $408,01 \cdot 10^6 \text{ м}^3$, конденсата – $28,78 \cdot 10^3 \text{ т}$, нефти – $289,73 \cdot 10^3 \text{ т}$. Внутренняя норма рентабельности проекта составит в размере 14,34 %. Срок окупаемости проекта составит 5 лет.

Рекомендуется применять систему поддержания пластового давления, путем нагнетания всего объема добываемого газа обратно в пласт или придерживаться оптимального удельного расхода газа на подъем жидкости. Отрицательным моментом при совместной разработке является сложность учета добываемой продукции, а также осуществление контроля над выработкой запасов по объединенным объектам. Для обоснования конечного коэффициента нефтеизвлечения, объема добычи нефти и газового фактора при разработке нефтяной залежи с режимом газовой шапки использовался расчет истощения пласта при режиме газовой шапки методом конечных разностей (метод Пирсона), приведенный в [2]. Данный расчет использует уравнение материального баланса при газонапорном режиме с определением коэффициента полноты вытеснения для вертикального и горизонтального перемещения газо-нефтяного контакта.

Расчеты проводились для средней скважины месторождения Северный Шуртан с использованием аналитических методов расчета, а также численного моделирования на математических гидродинамических моделях. Полученные результаты экстраполируются на все месторождение.

Прогноз добычи нефти рассчитывался по экспоненциальной зависимости:

$$q(t) = q_A \cdot e^{-\frac{q_A \cdot t}{Q_0}} \quad (1)$$

где $q(t)$ – текущий дебит нефти на момент времени t , t/d ; q_A – начальный (амплитудный) дебит нефти, t/d ; e – основание натурального логарифма; Q_0 – дренируемые запасы нефти, t .

Из выражения (1) видно, что накопленная добыча нефти при эксплуатации скважин неограниченное время, стремится к величине дренируемых запасов нефти. Прогноз добычи свободного газа рассчитывался по статистическим зависимостям фактической работы добывающих скважин месторождения Северный Шуртан с использованием выявленных закономерностей работы нефтегазодобывающих скважин на месторождении

Южный Кемачи [1,4]. Начальные дебиты нефти проектных скважин рассчитывались по математической зависимости с учетом дебитов соседних добывающих скважин. В зависимости от темпов отбора была определена динамика пластового давления в нефтяной части месторождения. Результаты анализа и обработки материалов гидродинамических исследований скважин, эксплуатирующих нефтяную залежь малой толщины, показывают, что оптимальная совместная добыча нефти и газа достигается при депрессии 10 кгс/см^2 , тогда как фактическая депрессия на пласт составляет 20 кгс/см^2 .

Как было высказано, для реализации разработки был принят второй вариант, по которому предусматривалось осуществление разработки объекта на режиме истощения с регулируемым отбором газа из газовой шапки. Однако с 2006 г. нефтяная и газовая части разрабатываются совместно, при этом отбор газа не контролировался. Такая система разработки может повлечь значительные потери в добыче извлекаемых запасов нефти, а также резкое снижение запаса естественной энергии пласта, что в свою очередь приведет к снижению потенциального содержания газового конденсата. Для предотвращения потерь и резкого снижения пластового энергии необходимо осуществлять поддержание пластового давления (ППД) или ограничить отбор свободного газа до оптимального расхода на подъем жидкости. В настоящее время на разрабатываемых месторождениях Республики процесс ППД осуществляется либо нагнетанием воды, либо газа. Лишь в единичном случае два этих процесса осуществлялись одновременно. Программа поддержания пластового давления нагнетанием газа зачастую применяется именно для предупреждения миграции нефти в газовую шапку (так называемые потери за счет «усадки» газовой шапки) в продуктивных отложениях, где наблюдается продвижение естественной пластовой воды или воды, нагнетаемой в пониженные части структуры с дневной поверхности [2]. Увеличение добычи жидких углеводородов может быть обусловлено вытеснением нефти нагнетаемым газом, эффектом испарения, а иногда и устранением потерь углеводородов, которые возможны без реализации процесса поддержания пластового давления.

При нагнетании газа на всей площади месторождения, часто называемом площадным нагнетанием газа, обычно применяется система расстановки нагнетательных скважин, обеспечивающая равномерное распределение нагнетаемого газа по всей нефтяной части пласта. В промышленной практике порядок расстановки нагнетательных и эксплуатационных скважин изменяется от обычных правильных систем (пятиточечная, семиточечная,

девятиточечная и т.д.) до случайных систем с относительно неравномерным размещением скважин по площади. Установлено, что метод площадного нагнетания газа применим для отложений, имеющих низкий структурный рельеф и в относительно однородных пластах с низкой проницаемостью. Ввиду плотного размещения нагнетательных скважин площадная закачка газа обеспечивает быстрый эффект в восстановлении давления и в интенсификации добычи нефти, в результате чего сокращаются сроки разработки пласта.

Так как структурный рельеф месторождения низок, а коллектора продуктивных горизонтов обладают малой проницаемостью, то для месторождения Северный Шуртан наиболее целесообразно площадное нагнетание газа. По возможности, в целях нагнетания, необходимо использовать уже имеющийся фонд скважин. Нагнетание газа лучше производить через колонну насосно-компрессорной трубы (НКТ) малого диаметра (60 мм – 89 мм) с пакером близ кровли эксплуатационного объекта. Это уменьшает вероятность утечек рабочего агента и дает лучшую сохранность обсадных труб, особенно в старых скважинах консервационного и ликвидационного фондов.

В заключении отметим, что для увеличения добычи жидких углеводородов необходимо: оптимизация систем разработки, постоянный оперативный контроль за эксплуатацией, своевременные достоверные информации получаемые в процессе эксплуатации.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Технологическая схема разработки месторождения Северный Шуртан: Отчет о НИР / ОАО «O'ZLITINEFTGAZ»; Руководитель договора Бекметов О. К. – Ташкент, 2006 г.

2. Жуковский Б.Л., Соколов В. И., Бурлуцкая И.П. Геологический отчет о результатах глубокого бурения на пл. Северный Шуртан за период 1980-1988 гг. (по состоянию на 01.10.1987 г.). ОМП (ПЗ) ПГО «Узбекгеофизика», г. Ташкент, 1988 г. С -165

3. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений, том 2, Недра, 2010 г. С-123

4. Уточненный проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Южный Кемачи. Этап 2. Отчет о

НИР/ОАО «O'ZLTINEFTGAZ»; Руководитель договора Шахназаров Г.А. -
Ташкент, 2008 г.С-45