

ВВЕДЕНИЕ

В Юго-Восточной Азии одним из наиболее интересных и перспективных регионов с залежами углеводородов в фундаменте является шельф Южного Вьетнама. Шельф простирается вдоль южного побережья Индокитайского полуострова, являясь в тектоническом отношении частью переходной области от Индосинийского материка к Зондской плите, включает крупные структурные элементы – Меконгскую и Южно-Коншонскую впадины, разделенные поднятием Коншон. Большинство нефтегазоносных структур сосредоточено в Меконгской впадине, среди которых особо выделяется месторождение «Белый Тигр» – на сегодняшний день наиболее значительное и сравнительно хорошо изученное.

В административном отношении месторождение «Белый Тигр» расположено на южном шельфе СР Вьетнама в блоке 09-1 в 120 км к юго-востоку от города-порта Вунгтау, основной производственно-технической и снабженческой базы СП «Вьетсовпетро».

Месторождение открыто в марте 1975 г, разрабатывается с июня 1986 г. Первые промышленные притоки нефти на месторождении были получены в 1988 году. Добыча нефти ведется из залежей:

- нижнего миоцена – с 26-06-1986 г.
- нижнего олигоцена – с 13-05-1987 г.
- верхнего олигоцена – с 25-11-1987 г.
- фундамента – с 06-09-1988 г.

По состоянию на 01-01-2008 г. на месторождении расположены 263 скважин, в котором содержатся 175 добывающих скважин, 50 нагнетательных скважин, 13 скважины для консервации, 9 наблюдательных скважин, 16 скважин ликвидировано.

Сегодня на месторождении один из самых эффективных механизированных методов добычи нефти и газа после периода фонтанирования является газлифтом. Этот способ имеет много преимуществ по сравнению с другими механизированными способами на пример: ЭЦН, ШГН и т.д., когда используется в сложных геолого-геофизических условиях месторождения «Белый Тигр». Кроме того, большие глубины скважин, наклонные скважины, относительно высокий газовый фактор нефти затрудняют применение насосных способов. Поэтому особенности эксплуатации скважин газлифтным способом на «Белый Тигр» и «Вьетсовпетро» является самой актуальной проблемой

АДАПТАЦИЯ

В дипломной работе приведены сведения о геологическом строении месторождения «Белый Тигр», структуре фонда скважин, представлены основные проектные решения и дан анализ состояния разработки, рассмотрена динамика текущих дебитов и обводненности продукции. Подробно изложены технологии добычи нефти и газа газлифтным способом, вопросы проектирования и эксплуатации добывающих скважин, работающих на непрерывном и периодическом газлифте на месторождении «Белый Тигр», а также использования подземного газлифтного оборудования в совместном предприятии «Вьетсовпетро».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбор газлифта как единственного способа добычи нефти на месторождении Белый Тигр обусловлен рядом его преимуществ по сравнению с другими способами: широкий диапазон изменения дебитов, гибкость при регулировании отборов жидкости, возможность полной автоматизации процесса, добыча нефти с высокими температурой и газовым фактором из глубоких наклонно направленных скважин; большой МРП и т.д.

Компрессорный газлифт применяется на месторождении Белый Тигр с июля 1997 г. В настоящее время на месторождении Белый Тигр данным способом эксплуатируется 97 скважин, что составляет 57% всего добывающего фонда. За 2006 г. газлифтом добыто 868,9 тыс. тонн нефти, что составляет 10% от всей добычи нефти на месторождении Белый Тигр. Накопленная добыча нефти компрессорным газлифтом за время с начала его применения на месторождении составила 6,246 млн. т. Прирост добычи нефти за счет применения газлифтного способа за весь период эксплуатации равен 3,911 млн. т.

Основными проблемами эксплуатации газлифта на месторождении «Белый Тигр» являются проектирование и применение газлифтных скважин, оптимальное распределение компримированного газа, тем самым экономия затраты энергии на добычу жидкости и также предотвращение отложений АСПВ, возникающих при газлифтной работе.

С помощью компьютерной программы GasLIFT американской фирмы IHS Energy был произведен расчет гипотетической газлифтной скважины с целью получения ее рабочих параметров: количества газлифтных клапанов и глубины их установки. По результатам расчета рекомендуется установка 5 рабочих клапанов на глубине от 1021 до 3291,7 м для непрерывного газлифта, 8 рабочих клапанов на глубине от 853,66 до 3628,05 м для периодического газлифта и предложено скважинное, устьевое и наземное оборудование для газлифта. Произведен расчет оптимального распределения газа для системы газлифтных скважин, состоящей из 4 скважин МСП-4. Расчет позволяет получить максимальную добычу нефти по заданному ресурсу газа. В результате расчета