

ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ВОДОЙ ДЛЯ ФУНДАМЕНТА ЮГО-ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА ДРАКОНА

Чан Л.Н.,

Научный руководитель: ст. науч. Сотр Пулькина Н.Э.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Характерной особенностью пробной эксплуатации скважин явилось достаточно заметное снижение среднесуточных дебитов нефти а потом снижение пластового давления в залежи. Отмечается возрастающая активность приконтурной зоны, заметное проявление которой было отмечено в период длительной остановки залежи, вызвавшееся в восстановлении пластового давления до начального значения.

Исходя из анализа пробной эксплуатации залежи, при разработке "Техсхема разработки и обустройства юго-восточного участка месторождения Дракон-2000г" были приняты следующие основные принципы по системе разработки:

закачка воды производится не выше абсолютной отметки - 2950м и не ниже - 3200м;

основной фонд добывающих и нагнетательных скважин бурится с субгоризонтальным продолжением ствола в продуктивной и заводнённой частях разреза, максимальный угол наклона не должен превышать 60° .

в добывающих скважинах эксплуатационная колонна спускается в кровлю продуктивных отложений, интервал открытого ствола должен располагаться выше начального положения ВНК на 1/3 часть от общей толщины продуктивных отложений в скважине. В случае неустойчивости горных пород в процессе бурения интервал открытого ствола перекрывается фильтром;

основным способом механизированной эксплуатации является газлифтный способ;

в нагнетательных скважинах эксплуатационной колонной перекрываются продуктивные отложения до абсолютной отметки -2950м., интервал открытого ствола 2950-3200м;

объём нагнетаемой в залежь воды должен обеспечивать поддержание пластового давления, близкого к гидростатическому, обеспечивающему максимальный период фонтанирования скважин. При таком условии компенсация отборов закачкой должна составлять 85-90%.

Такая система заводнения подобна той, применяемой на месторождении Белый Тигр, которая разделена по вертикали на 2 зоны: верхняя - зона отбора и нижняя - зона закачки. При условии правильной реализации системы ожидается равномерное поднятие ВНК вверх и получается максимальный коэффициент охвата и заводнения залежи, что повлечет за собой высокий КИН.

Для обеспечения наиболее продолжительного безводного периода работы скважин очень важно поддерживать забойное давление выше давления, способствующего образованию конуса подошвенной воды. Негативные последствия конусообразования выражаются не только в увеличении обводненности добываемой продукции, но и приведут к защемлению части активных запасов, что может существенно понизить коэффициенты охвата и нефтеизвлечения.

Система поддержания пластового давления на месторождении Дракон до 2007 г. была реализована только на залежи фундамента. Закачка воды была начата в конце 2000 года в скважину 203, начальная приемистость которой составила $742 \text{ м}^3/\text{сут.}$ при давлении нагнетания 14,8 МПа. В 2006 году соотношение количества нагнетательных и

добывающих скважин составило 1:1. За счет увеличения фонда нагнетательных скважин был достигнут максимальный уровень годовой закачки воды (962 тыс. м³) и перекомпенсация отборов жидкости (113%). В 2007 г. фонд добывающих скважин возрастает до 15 единиц, при том же нагнетательном фонде, что и в 2006 г. – 7 скважин. Текущая компенсация по фундаменту снизилась до 88 %, накопленная компенсация на 01.10.2007 г. составила 47 %.

Приемистость нагнетательных скважин в сентябре 2007г. изменялась в пределах 263 – 657 м³/сут. при давлениях нагнетания от 12,6 до 19,8 МПа. В июне 2007 г. на нижнем миоцене была реализована система ППД, сразу три скважины 115, 116, 118 были введены под нагнетание. Это отразилось на текущей компенсации – 115 %, накопленная компенсация составила 5 %.

В июне и июле 2007 г. после временного прекращения эксплуатации добывающих скважин миоцена пластовое давление по ряду скважин начало восстанавливаться. По результатам замеров в июле 2007 г. по скважинам 108, 109, 110, 112 был отмечен рост пластового давления на 3 – 15 ат., а по скважинам 105, 106, 116, 117 пластовое давление прекратило снижаться и стабилизировалось. По скважинам 104 и 115 по результатам замеров в июле 2007 г. отмечено резкое снижение пластового давления в среднем на 20 ат. Причиной сохраняющейся разницы пластовых давлений по группам скважин может быть сложное геологическое строение нижнего миоцена, в разрезе которого выделено четыре продуктивных горизонта с ярко выраженной слоистой неоднородностью, которые эксплуатируются в скважинах совместно.

Выполненные в декабре 2006 г. замеры по скважинам фундамента показали, что по скв.201 и 305 пластовое давление стабилизировалось и равно 244 – 245 ат. По скважинам 14, 21 за IV кв. 2006 г. давление снизилось на 1 ат. В скв.313 в IV кв. 2006 г. давление выросло на 1.5 ат, в скв.315 с марта по декабрь давление выросло на 5 ат.

Замеры пластового давления, выполненные в сентябре 2007 г., показали, что по скважинам 303, 206, 310, 309, 14, 21, 315, 305 в период с апреля по сентябрь 2007г. произошло снижение давления на 3 – 8 ат.

Следует отметить, что время остановки скважин перед проведением замеров в сентябре составляло 1 – 2 сут., что могло быть недостаточным для полного восстановления давления в скважинах.

Средний уровень ВНК залежи фундамента можно принять на абсолютной отметке ~ -2800м.

Таким образом, регулирование разработки для ограничения воды в продукции скважин играет важную роль.

Список литературы

1. Росляк А.Г., Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2003.-144с.
2. Новая уточненная технологическая схема разработки и обустройства месторождения Белый Тигр. – Том 1, ч.1., СП Вьетсовпетро, г.Вунгтау, 06.2003.
3. Физико-химические и биологические исследования пластовых и нагнетательных вод и процессы их взаимодействия на м/р Белый Тигр и Дракон. – Отчет по НИР-Ш.9. НИПИморнефтегаз, Вунгтау, 12.2004.
4. Литолого-петрографическая характеристика пород фундамента и осадочного чехла месторождения Белый Тигр. – Отчет НИПИморнефтегаз, Вунгтау, 06.2005г., часть1.
5. Отчет по производственной деятельности Вьетсовпетро 1988-2008 гг.