

УДК 622.276

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В НГДУ «РЕЧИЦАНЕФТЬ»

Н. С. ТЕРЛЕЦКАЯ

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого»,
Республика Беларусь*

Ключевые слова: пластовое давление, заводнение, нефтяное месторождение, закачка, насос.

Введение

Нефть и газ играют важную роль в жизни нашего государства. Проблема рациональной добычи этих полезных ископаемых на белорусских месторождениях стоит достаточно остро.

Снижение объемов добычи нефти в ближайшие годы в условиях уменьшения доли фонтанного способа эксплуатации, значительного увеличения обводненности продукции и смещения акцентов в сторону разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами – закономерен.

Для снижения темпов падения добычи нефти возникла необходимость вовлекать в разработку месторождения и залежи с низкими коллекторскими свойствами, усиливать и создавать новые системы поддержания пластового давления.

Грамотный технический подход к извлечению остаточных запасов основных месторождений может стабилизировать добычу на продолжительное время, но для этого потребуются существенное изменение системы поддержания пластового давления и коренное обновление эксплуатируемого в этих условиях насосного оборудования и коммуникаций, мощности которых были рассчитаны на добычу нефти на более ранних стадиях разработки месторождений.

В перспективе увеличение роста нагнетательного фонда связано прежде всего с внедрением модульно-кустовых насосных станций на месторождениях с низкими коллекторными свойствами, что позволило увеличить уровень охвата системой поддержания пластового давления залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

В настоящее время нефтегазодобывающим управлением «Речицанефть» с применением системы ППД разрабатывается 33 нефтяных месторождения и 66 залежей Беларуси (работы по поддержанию пластовых давлений проводит цех поддержания пластовых давлений (ЦППД)).

При поддержании пластовых давлений достигается ряд положительных эффектов:

- предотвращается выделение газа в пласте, поскольку пластовое давление поддерживается большим, чем давление насыщения;
- создаются высокие давления, способствующие вытеснению нефти из пропластков с низкой проницаемостью;
- сокращаются сроки разработки залежи;
- улучшаются показатели разработки.

Существующие методы закачки позволяют выполнять технологический режим по закачке воды в продуктивные пласты нефтяных месторождений в полном объеме.

Целью работы является анализ эффективности системы поддержания пластового давления на месторождениях НГДУ «Речицанефть».

Основная часть

Наиболее эффективное мероприятие по обеспечению высоких коэффициентов нефтеотдачи, характерных для напорных режимов, при высоких темпах отбора нефти и газа из залежей – искусственное поддержание пластовой энергии путем закачки воды в пласты. При поддержании пластовых давлений предотвращается выделение газа в пласте, поскольку пластовое давление поддерживается большим, чем давление насыщения; создаются высокие давления, способствующие вытеснению нефти из пропластков с низкой проницаемостью; сокращаются сроки разработки залежи; улучшаются экономические показатели разработки.

В настоящее время на нефтяных месторождениях Республики Беларусь и России на практике широко распространены различные методы поддержания пластового давления. Сущность этих методов заключается в том, что в продуктивные пласты нагнетают воду, воздух, газ и другие агенты в количествах, компенсирующих отобранную из пласта жидкость. Таким образом энергия, затраченная на подъем жидкости, восстанавливается полностью или пластовая энергия поддерживается на оптимальном уровне [5].

Метод заводнения пластов является основным методом поддержания пластовых давлений. Он позволяет наращивать добычу нефти быстрыми темпами при условии, что объем закачки воды компенсирует отбор нефти из пласта.

По способу реализации различают законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнения [1].

При законтурном заводнении воду в пласт закачивают через специальные нагнетательные скважины, которые расположены в один ряд по периметру нефтяной залежи.

Условиями, благоприятствующими применению законтурного заводнения, являются:

- высокая проницаемость, хорошо выдержанная толщина пласта и гидродинамическая связь нефтяной и законтурной областей (высокая их сообщаемость);
- наличие пластового давления выше, чем давление насыщения;
- отсутствие или небольшие размеры газовой шапки;
- отсутствие тектонических нарушений, разобщающих пласт на отдельные блоки;
- сравнительно крутое падение пластов, что обеспечивает четкое разделение воды, нефти и газа;
- сравнительно малые размеры залежей нефти, когда отношение площади залежи к периметру контура нефтеносности составляет 1,5–1,75 (хотя известны случаи разработки месторождений при иных соотношениях этих величин);
- при однородном пласте с хорошими коллекторскими свойствами как по толщине, так и по площади.

Законтурное заводнение имеет и недостатки. К их числу можно отнести следующие:

- повышенный расход энергии (дополнительные затраты мощностей насосных установок) на извлечение нефти, так как нагнетаемой воде приходится преодолевать фильтрационное сопротивление зоны пласта между контуром нефтеносности и линией нагнетательных скважин;
- замедленное воздействие на залежь из-за удаленности размещения линий нагнетания;
- повышенный расход воды в следствие ее оттока во внешнюю область пласта за пределы линии нагнетания.

При плохой проницаемости пород продуктивного пласта ускорения воздействия на залежь можно достигнуть размещением нагнетательных скважин в непосредственной близости от контура нефтеносности или даже между внешним и внутренним контурами нефтеносности. Такой вариант называется приконтурным заводнением. Приконтурное заводнение применяется:

- при ухудшенной гидродинамической связи пласта с внешней областью;
- при сравнительно малых размерах залежи;
- для интенсификации процесса эксплуатации, так как фильтрационные сопротивления между линиями нагнетания и отбора уменьшаются за счет их сближения.

С энергетической точки зрения приконтурное заводнение более экономично, хотя при хорошей гидропроводности внешней области потери нагнетаемой воды неизбежны.

При внутриконтурном заводнении воздействие на пласт осуществляется через систему нагнетательных скважин, расположенных по той или иной схеме внутри контура нефтеносности. Это более интенсивная система воздействия на залежь нефти. Внутриконтурное заводнение позволяет значительно увеличить темпы отбора нефти и сократить сроки разработки крупных месторождений. При этом внутриконтурное заводнение имеет несколько видов [3].

Блочное заводнение целесообразно на больших неоконтурных месторождениях, когда по данным разведочных скважин очевидна промышленная нефтеносность в районе их расположения. В этом случае до окончательной разведки месторождения и определения контуров нефтеносности возможен ускоренный ввод объекта в эксплуатацию путем разрезания рядами нагнетательных скважин месторождения на отдельные блоки с самостоятельными сетками эксплуатационных скважин. Тогда внутри каждого блока бурят добывающие скважины в виде рядов, число и плотность которых на площади блока определяют гидродинамическими и технико-экономическими расчетами.

Очаговое заводнение используют в сочетании с любой другой системой заводнения для улучшения охвата пласта вытеснением, а также для выработки запасов из отдельных линз или участков пласта (застойных зон), на которые не распространяется влияние закачки от ближайших нагнетательных рядов. Как правило, при очаговом заводнении используют под нагнетание одну из добывающих скважин в зоне пласта с повышенной проницаемостью. Также для очагового заводнения возможно бурение специальной скважины или даже группы скважин для увеличения охвата большего объема нефтенасыщенной части пласта или слабопроницаемых зон.

Площадное заводнение – наиболее интенсивная система воздействия на пласт, обеспечивающая самые высокие темпы разработки месторождений. Добывающие и нагнетательные скважины при этой системе располагаются правильными геометрическими блоками в виде пяти-, семи- или девятиточечных сеток, в которых нагнетательные и добывающие скважины чередуются. При разбуривании площади по таким равномерным сеткам скважин оказывается, что при пятиточечной схеме на каждую нагнетательную скважину приходится одна добывающая, при семиточечной схеме две добывающие, а при девятиточечной три добывающие скважины [3], [7].

Из всех рассмотренных видов заводнения на Речицком месторождении применяется система разработки с законтурным заводнением. Применение законтурного и внутриконтурного заводнения с целью восполнения пластовой энергии, расходуемой при отборах нефти из пласта, позволяет в значительной степени интенсифицировать процессы разработки нефтяных месторождений.

Выбор метода поддержания пластового давления прежде всего зависит от характеристик нагнетательной скважины (давление нагнетания, приемистость, удален-

ность от существующих коммуникаций), полученных при освоении новой скважины или при переводе под нагнетание после капитального ремонта.

Поддержание пластового давления требует использования больших объемов воды. Решение проблемы водоснабжения сводится к изысканию надежного и водообильного источника (с оценкой запасов и возможных расходов воды), обоснованию качества воды и разработке технологии ее приготовления. Потребность составляет 3,5–4,8 м³ воды на одну тонну добытой нефти. Расход закачиваемой воды определяется стадией разработки месторождений [1].

Для заводнения пластов на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» используются пластовые воды участка подготовки нефти (УПН), дожимной насосной станцией (ДНС) Осташковичи и ДНС Виша, технологические воды ЦБК г. Светлогорска (после очистки), подрусловые воды р. Днепр (водозабор Унорица), слабоминерализованные воды артезианских скважин.

К воде, предназначенной для закачки в пласт, предъявляются определенные требования. Содержание механических примесей размером (90 %) не крупнее 1 мкм должно быть не более 3 мг/л, нефти – не более 5 мг/л. Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л, должны отсутствовать сероводород, диоксид углерода, водоросли и микроорганизмы.

Закачка воды в НГДУ «Речицанефть» осуществляется от БКНС, МКНС, УЭЦН, ГНС и самотеком (поглощающие скважины).

На долю БКНС приходится 63,1 % общей годовой закачки. Она целесообразна на крупных месторождениях, где необходима закачка больших объемов воды (в среднем 3500–5000 м³/сут.) при давлениях нагнетания свыше 12–15 МПа. Закачка с помощью БКНС ведется на Речицком, Осташковичском, Южно-Осташковичском, Тишковском, Южно-Сосновском месторождениях. Все БКНС оснащены однотипными насосными агрегатами ЦНС-180-1422.

На залежах с низкими коллекторскими свойствами, где закачка осуществляется с применением насосов малой производительности (20–60 м³/сут.) и при высоких давлениях нагнетания (18–34 МПа), применяются модульно-кустовые насосные станции (МКНС). Суммарная закачка МКНС составляет 4,7 % от общего объема закачки воды по НГДУ. Все МКНС оснащены трехплунжерными насосными агрегатами АНТ-55.

На долю УЭЦН приходится 17,3 % общего объема закачки воды. Область применения этого метода закачки – месторождения с небольшими объемами закачки и давлением нагнетания 3–18 МПа, имеющие систему подводящих водоводов. В системе ППД НГДУ «Речицанефть» эксплуатируются УЭЦН с производительностью от 60 до 250 м³/сут.

На удаленных месторождениях, где отсутствует система подводящих водоводов, закачка осуществляется с помощью водозаборных скважин, которые располагаются на одной площадке с нагнетательной скважиной. Преимущество этого метода закачки в том, что исключается необходимость в строительстве подводящих водоводов. Закачка с помощью водозаборных скважин в НГДУ «Речицанефть» осуществляется на Красносельском, Надвинском, Золотухинском, Судовицком, Борисовском, Южно-Тишковском месторождениях.

Метод закачки самотеком используется на залежах с невысокими давлениями нагнетания (до 3 МПа) и большой приемистостью скважин (300–650 м³/сут.). Доля закачки самотеком составляет 14,5 % от годовой закачки. Закачка самотеком осуществляется на Южно-Александровском, Озерщинском, Золотухинском, Полесском месторождениях [5], [6].

В качестве альтернативного способа закачки воды вместо МКНС в 2014 г. внедрена закачка воды на трех скважинах при помощи горизонтальных насосных станций. Доля закачки составляет 0,4 % от годовой закачки.

Основной объем закачки ведется на данный момент времени блочными кустовыми насосными станциями (БКНС) – 71,6 % от всего объема закачиваемой в пласты воды по всем месторождениям.

Необходимость применения БКНС – это, прежде всего, разработка крупных месторождений, где необходима закачка воды в больших объемах, в среднем 2,5–5 тыс. м³/сут. при давлении нагнетания от 4,0 до 17,0 МПа.

Применение любого другого метода в данных условиях приводит к увеличению себестоимости закачки.

В настоящее время закачка блочными кустовыми насосными станциями производится на Речицком, Осташковичском, Сосновском, Южно-Сосновском месторождениях. Технологическая схема закачки с БКНС такова, что, не влияя на работу станции, можно выборочно проводить необходимые работы (гидродинамические работы, промывка скважин и разводящих водоводов, режимные остановки, ремонтные работы и т. д.) по фонду скважин.

Блочные кустовые насосные станции, изготовленные в заводских условиях, могут оборудоваться центробежными насосами (ЦНС) с давлениями нагнетания 10,0; 12,5; 15,0; 17,5 и 20 МПа и электродвигателями марки СТД и АРМ с потребляемыми мощностями от 750 до 1530 КВт. В зависимости от числа установленных насосных агрегатов БКНС могут обеспечивать подачу 3600, 7200, 10800 м³ воды в сутки, что делает метод закачки от БКНС наиболее выгодным.

Расчетными нормативными параметрами БКНС служат: наружная температура +40 °С, снеговая нагрузка 200 Па, нормативная ветровая нагрузка 55 Па, нагрузка на грунт 0,005 МПа, грунты – в основном непучинистые, непросадочные, территория без подработки горными выработками, сейсмичность не более шести баллов.

Модульные кустовые насосные станции (МКНС) используются для поддержания пластового давления на залежах с низкопроницаемыми характеристиками. Закачка производится плунжерными насосами малой производительности (АНТ 5–55) при больших давлениях нагнетания (свыше 16,0 МПа).

Модульная кустовая насосная станция предназначена для перекачивания жидкостей (загрязненной воды, нефтепродуктов, нефтяных эмульсий и др.) и нагнетания в пласты нефтепромысловых сточных вод.

Модульная кустовая насосная станция МКНС-90-2 – это устройство транспортабельное, блочное, которое представляет собой утепленное помещение, выполненное из утепленных панелей, закрепленных на металлическом каркасе, и состоит из тамбура и насосного отделения.

Система автоматического управления МКНС-90-2 позволяет эксплуатировать МКНС без постоянного присутствия обслуживающего персонала, т. е. обеспечивается автоматический контроль за параметрами работы насосного оборудования и защита оборудования при возникновении аварийной ситуации. Характерной особенностью эксплуатации МКНС является то, что насосные станции работают не на полную мощность и находятся в периодической эксплуатации.

Модульные кустовые насосные станции применяются для поддержания пластового давления на Барсуковском, Чкаловском, Мармовичском месторождениях [2].

Одним из эффективных направлений повышения эффективности разработки месторождений нефти является совершенствование системы ППД на месторождениях НГДУ «Речицанефть» и модернизация применяемого насосного оборудования.

На залежах, где закачка осуществляется с применением МКНС, основной проблемой является низкая приемистость скважин и пониженные коллекторские свойства залежей.

С целью повышения давления нагнетания свыше 20 МПа и увеличения объемов закачки воды реализовывалась программа оснащения нагнетательных скважин пакерами. На данный момент в девяти скважинах, эксплуатируемых от МКНС, установлены пакеры различных типов (ПроямоЯг, Проядж, ФН). Применение пакеров в нагнетательных скважинах показало: если закачка ведется в периодическом режиме при давлениях нагнетания 20 МПа и выше, то наблюдается их разгерметизация. Это делает невозможным эксплуатацию нагнетательных скважин свыше давления опрессовки эксплуатационных колонн. Разгерметизация пакеров при периодической эксплуатации МКНС происходит в среднем за 4–6 циклов «запуск-остановка». Тип пакера (механический либо гидравлический) на разгерметизацию пакера влияния не оказывает. При очередном проведении КРС два ранее спущенных пакера извлечь из скважины не смогли (скважины 124, 132, Мармовичи).

Для более эффективной работы нагнетательных скважин, эксплуатирующихся от МКНС, можно предложить ряд решений:

1. В связи с тем что насосные агрегаты АНТ 55 работают в предельных рабочих диапазонах (максимальное рабочее давление насоса 35 МПа), необходимо приобрести насосное оборудование, у которого рабочее давление было бы более 35 МПа. Предлагается рассмотреть вариант закупки насосного агрегата АНТ-370 Буланашского машиностроительного завода. Технические характеристики данного насоса позволяют вести закачку при давлении нагнетания до 54,5 МПа (табл. 1).

Таблица 1

Технические характеристики трехплунжерного насоса АНТ-370

Тип	АНТ 370		
	Модель	370	370
Производительность, м ³ /ч	6,8	4,1	2,7
Давление нагнетания, МПа	43	54,5	70
Привод	Асинхронный, нерегулируемый, регулируемый		
Мощность электродвигателя, кВт	250	315	400

Следует отметить, что при давлениях нагнетания более 35 МПа необходимо предусмотреть все меры техники безопасности при эксплуатации наземного оборудования. Требуется предъявлять дополнительные требования к насосному оборудованию, обвязке скважин, фонтанной арматуре. Необходима разработка регламента по эксплуатации и техническому обслуживанию насосного оборудования при давлениях нагнетания более 35 МПа.

2. Так как эксплуатация скважин, оборудованных пакерами, показала малую эффективность (негерметичность пакеров при циклической закачке) в качестве промышленного эксперимента на Барсуковском месторождении, предлагаем предусмотреть в рабочем проекте строительства одной из скважин спуск усиленной эксплуатационной колонны с целью организации закачки при давлениях нагнетания более 35 МПа.

3. Для увеличения объемов закачки от МКНС на нескольких скважинах предлагаем внедрение новых гидрокоробок с плунжерами диаметром 40 мм. Изменение типоразмеров плунжеров, по нашему мнению, позволит увеличить закачку по скважинам на 40–45 %. Зависимость производительности МКНС от диаметра плунжера,

при 182 двойных ходов плунжера в минуту, представлена в табл. 2. Применение МКНС с диаметром плунжера 40 мм можно осуществить на скважинах 253 Речицкого, 110 Ново-Давыдовского и 57 Мармовичского месторождений [8].

Для более рациональной разработки месторождений, где закачка ведется от БКНС, необходимо иметь возможность изменять производительность насосов ЦНС в широких пределах. Необходимо иметь на БКНС насосы различной производительности с целью замены одного имеющегося насоса ЦНС.

Таблица 2

Зависимость производительности МКНС от диаметра плунжера

Диаметр плунжера, мм	Давление нагнетания, МПа	Производительность, м ³ /ч
30	35	2,4
35	35	3,2
40	27	4,2

Первая проблема эксплуатации БКНС связана с БКНС Южно-Сосновка. Так, на Южно-Сосновском месторождении закачка осуществляется в петрико-елецко-задонскую залежь с помощью ЦНС 180-1422, при давлении нагнетания 19,5–20 МПа. Период работы БКНС составляет в среднем 19–20 суток. На данной залежи при текущем состоянии разработки выявлено, что на западном участке залежи текущая компенсация свыше 200 %, а на восточном участке залежи – более 50 %. Это связано с тем, что на западном участке расположены скважины с высокой приемистостью (скв. 109, 113, 117), а на восточном участке – с низкой приемистостью (скважины 47, 56, 118, 119, 121) [4].

Ограничение закачки по скважинам западного участка путем сокращения числа рабочих дней приводит к увеличению давления на выкиде насоса ЦНС до 20–20,5 МПа, что соизмеримо с давлением опрессовки эксплуатационных колонн нагнетательных скважин. Насос ЦНС 180-1422 при таких параметрах работы эксплуатируется в критических режимах.

В связи с необходимостью перераспределения закачки между западным и восточным участком залежи предлагается произвести замену одного насосного агрегата ЦНС 180-1422 на менее производительный насос ЦНС 63-1800. По габаритным размерам насос ЦНС 63-1800 взаимозаменяем с аналогичным по назначению насосом ЦНС 180-1422. Замена насоса позволит увеличить период работы БКНС до 30 суток. Это даст возможность осуществить вариант организации закачки по Южно-Сосновскому месторождению, при котором на западном и восточном участках залежи текущая компенсация составит в среднем 110 % [9].

Заключение

Согласно проведенному анализу можно сделать вывод, что для совершенствования системы ППД на нефтяных месторождениях в НГДУ «Речицанефть» необходимо:

- на Южно-Сосновском месторождении для регулирования распределения закачки по залежи произвести замену насоса ЦНС 180-1422 на ЦНС 63-1800;
- на месторождениях с низкими коллекторскими свойствами – приобретение МНКС для работы при давлениях нагнетания более 35 МПа, а также пробное оснащение конструкций скважин усиленной эксплуатационной колонной для организации закачки при давлениях до 50 МПа;
- внедрение ГНС позволит сократить материальные затраты на техническое обслуживание МКНС, повысить надежность оборудования системы ППД за счет уменьшения количества вспомогательного оборудования, применение ПЧ на ГНС

позволит гибко подбирать эксплуатационные характеристики насосного оборудования. Уличное исполнение ГНС позволит сократить потребление электроэнергии на отопление в зимний период.

Литература

1. Афанасьев, А. В. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания / А. В. Афанасьев, А. Т. Горбунов, И. Н. Шустев. – М. : Недра, 1975. – 215 с.
2. Влияние темпов закачки на характер обводнения залежей нефти / Н. К. Карташ [и др.] // Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси : материалы науч.-практ. конф. – Гомель, 2007. – С. 282–287.
3. Минерально-сырьевая база Гомельской области (состояние и перспективы развития) / А. А. Махнач [и др.]. – Минск : Ин-т геохимии и геофизики НАН Беларуси ; Белпринт, 2005. – 2008 с. : ил.
4. Музычко, И. И. Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений Прикарпатья с применением заводнения / И. И. Музычко, Ю. М. Смук, В. Д. Михайлюк // Поиск и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. / РУП «ПО «Белоруснефть», 2010. – Вып. 7. – С. 127–134.
5. Карташ, Н. К. Особенности размещения нагнетательных скважин и их воздействие на разработку месторождений нефти / Н. К. Карташ, Л. Г. Мельникова // Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси : материалы науч.-практ. конф. – Гомель, 2007. – С. 311–316.
6. Оценка эффективности системы ППД залежей нефти VII–IX пачек Речицкого месторождения / И. В. Жук [и др.] // Поиск и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. / РУП «ПО «Белоруснефть», 2012. – Вып. 8. – С. 130–139.
7. СТП 09100.17015.043–2007 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству. – Гомель : Белоруснефть, 2007. – 14 с.
8. Составление схем разработки нефтяных месторождений РУП «ПО «Белоруснефть». Уточненный проект разработки Речицкого месторождения : отчет о НИР / БелНИПИнефть ; рук. Н. Л. Лобова. – Гомель, 2009. – 553 с.
9. Кудряшов, А. А. Учет деформационных процессов, происходящих в пласте / А. А. Кудряшов // Поиск и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. / РУП «ПО «Белоруснефть», 2010. – Вып. 7. – С. 87–100.

Получено 12.04.2018 г.