ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АЗОТА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ВЕРХНЕЮРСКИХ КОЛЛЕКТОРАХ

ASSESSMENT OF THE POSSIBILITY OF USING NITROGEN TO INCREASE OIL RECOVERY AND MAINTAIN RESERVOIR PRESSURE IN THE UPPER JURASSIC RESERVOIRS

УДК 622.276.42

Ивченкова З.С., бакалавр 2 курс магистратуры направление «Разработка нефтяных и газовых месторождений» кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменский Индустриальный Университет Россия, г. Тюмень

Синцов И.А., к.т.н., доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменский Индустриальный Университет Россия, г. Тюмень

Ivchenkova Z. S., ivchenkovazs@yandex.ru

Sintsov I. A., ivchenkovazs@yandex.ru

Аннотация

В данной статье рассмотрена оценка возможности применения технологии закачки азота. Проведен расчет несмешивающегося вытеснения на гидродинамической модели.

Нефтеотдача — отношение величины извлекаемых запасов к величине геологических запасов. Достигаемые КИН варьируются от 0,09 до 0,75; средний КИН в мире составляет около 0,3 — 0,35. При применении искусственных методов воздействия КИН может быть увеличен.

Annotation

This article considers the assessment of the possibility of using nitrogen injection technology. The immiscible displacement is calculated using a hydrodynamic model.

Oil recovery — the ratio of the amount of recoverable reserves to the amount of geological reserves. The achieved KIN ranges from 0.09 to 0.75; the average KIN in the world is about 0.3 — 0.35. When using artificial methods of exposure, the KIN can be increased.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, поддержание пластового давления, несмешивающееся вытеснение, технология закачки азота.

Key words: oil recovery enhancement methods, reservoir pressure maintenance, immiscible displacement, nitrogen injection technology.

В Западной Сибири в качестве вторичных методов поддержания пластового давления традиционно используется только заводнение, однако это не всегда эффективно. Например, отдельные меловые и юрские отложения являются гидрофобными и характеризуются низкой фазовой проницаемостью по воде, что обуславливает низкую приемистость и появляется необходимость работать с давлением выше давления разрыва. Все это приводит к заколонным перетокам, неэффективности закачки и, в конечном итоге, существенному снижению давления в зоне отбора из-за невозможности компенсировать отборы жидкости из пласта. В Западной Сибири достаточное распространение имеют низкопроницаемые коллектора, например, баженовская, абалакская и тюменская свиты, где обеспечить необходимую приемистость по воде не всегда возможно.

Вышеперечисленные проблемы могла бы решить закачка газа в качестве агента поддержания пластового давления, которая получила большое распространение на Западе [2]. Однако на сегодняшний день опыта применения данных методов в России очень мало, что и обуславливает сложность реализации подобных проектов. В качестве дешевого и доступного агента для поддержания пластового давления идеально подходит азот, однако его отделение и компримирование связано с определенными капитальными затратами. Поэтому в

данной работе мы хотим показать экономическую и технологическую рентабельность проекта по закачке азота.

В литературных источниках были обнаружены результаты лабораторных испытаний (Таблица 1), по которым видно, что закачка азота позволяет увеличить нефтеотдачу на 11-24% [4].

Таблица 1. Результаты лабораторных исследований

Проницаемость, мД		**9**	**6,5**	**2**
Коэффициент вытеснения, %	После заводнения	43	44	33
	После закачки газа	52	49	41
Прирост абсолютный, %		9	5	8
Прирост относительный, %		19	11	24

Для оценки применимости азота в качестве агента для поддержания пластового давления была построена синтетическая гидродинамическая модель с помощью программы Tempest. Для задания азота была использована функция Solvent и модель Тодда-Лонгстаффа [5]. Для задания неоднородности использовалось распределение Дикстра –Парсонса.

Были рассмотрены следующие варианты разработки:

1. Закачка воды;
2. Закачка азота;
3. Комбинированная закачка (азот - 5 лет, вода);
4. Комбинированная закачка (вода - 5 лет, азот).

Для следующих систем разработки:

a) Пятиточечная система разработки;

b) Семиточечная система разработки;

c) Девятиточеченая система разработки.

По графикам 1 и 2 видно, что есть существенный эффект от закачки азота, как для поддержания пластового давления, так и для объемов добычи.



График 1. Годовая добыча нефти с ограничением на 200 тыс. м^3/сут.

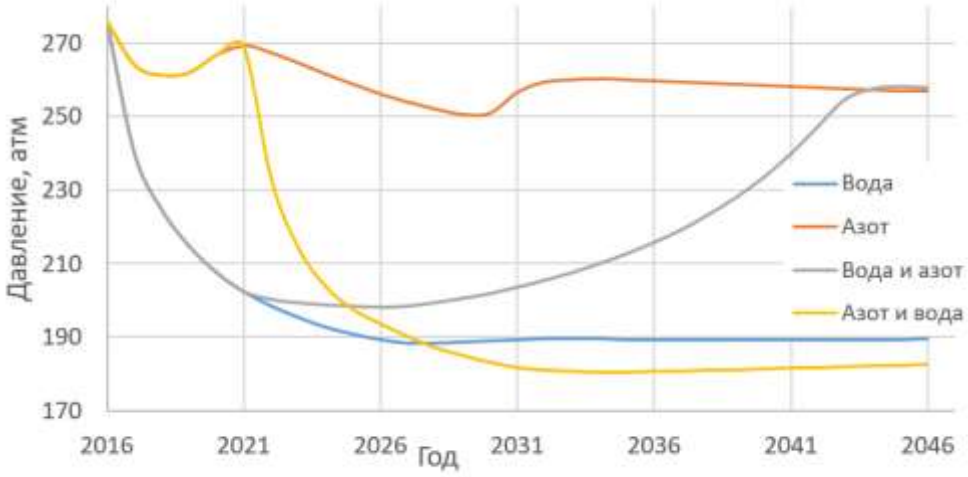

График 2. Динамика изменения пластового давления с ограничением на 200 тыс. м^3/сут.

Ограничение на закачку азота составляло 200 тыс. м^3/сут.

Если подбирать оборудование, то наиболее подходящими параметрами обладает установка ТГА-40451 С производства компании «Тегас» [3]. Но для него существует ограничение по производительности до 57,6 тыс. м^3/сут.

Рациональным оказалось решить произвести пересчет моделей для того, чтобы проверить будет ли эффективна закачка азота при ограничении до 50 тыс. м^3/сут.

И по графикам 3 и 4 видно, что эффект уже не столь велик, но он сохранился.

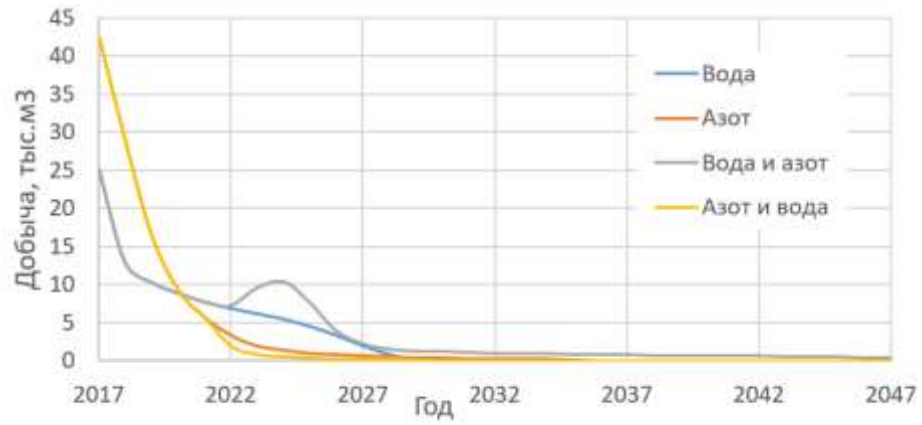

График 3. Годовая добыча нефти с ограничением на 50 тыс. м^3/сут.

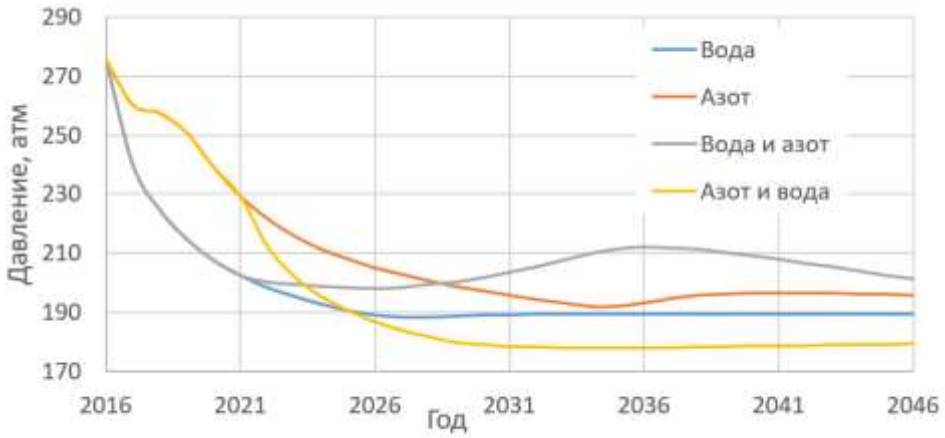

График 4. Динамика изменения пластового давления с ограничением на 50 тыс. м^3/сут.

По результатам экономических расчетов, было получено, что прирост ЧДД будет наблюдаться для всех вариантов, но наибольший прирост ЧДД для девятиточечной системы разработки с закачкой азота составит 36% [1].

Подведя итоги можно сделать следующие выводы:

1. Использование азота в качестве агента для поддержания пластового давления способствует стабильному поддержанию пластового давления;

2. Применение азота позволяет повысить нефтеотдачу на 26 - 50%;

3. Срок окупаемости капитальных затрат – менее одного года с момента начала внедрения;

4. Наибольший прирост ЧДД наблюдает для девятиточечных систем разработки и составляет 36%.

5. Для извлечения и закачки азота можно использовать готовые решения.

Библиографический список:

1. Зазовский, А.Ф. Вытеснение нефти азотсодержащим газом. / А.Ф. Зазовский, Г.Р. Гуревич // Нефтяное хозяйство. – 1988. – №1. – С. 34-38.
2. Сургучев, М.Л. Перспективы применения азота и дымовых газов для увеличения нефтеотдачи пластов. / М.Л. Сургучев // Нефтяное хозяйство. – 1988. – №2. – С. 74-37.
3. Rios, V.S. Economic Evaluation of Steam and Nitrogen Injection on SAGD Process. / V.S. Rios, P. Laboissiere, O.V. Trevisan // SPE 139319 – 2010.
4. Mayne, C.J. Fordoche: An Enhanced Oil Recovery Project Utilizing High-Pressure Methane and Nitrogen Injection. / C.J. Mayne, R.W. Pendleton // SPE 14058 – 2009.
5. Belhaj, Hadi Potential of Nitrogen Gas Miscible Injection in South East Assets, Abu Dhabi. / Hadi Belhaj, Hadil Abu Khalifeh // SPE 164774 – 2013.
6. Маркус, С.П. Обзор «забытой технологии» с высоким потенциалом – крупнейшей в мире азотный проект на базе IOR на гигантском месторождении Кантарел в Мексике. / С.П. Маркус // SPE-171239 – 2014.
7. Игнатьев, Н.А. Опыт и перспективы закачки азота в нефтегазовой промышленности. / Н.А. Игнатьев, И.А. Синцов / Тюмень, 2015.

Bibliographic list:

1. Zazovsky, A. F. Displacement of oil by nitrogen-containing gas. / A. F. Zazovsky, G. R. Gurevich / / Oil economy. - 1988. - No. 1. - pp. 34-38.
2. Surguchev, M. L. Prospects for the use of nitrogen and flue gases to increase oil recovery of reservoirs. / M. L. Surguchev / / Oil economy. - 1988. - No. 2. - pp. 74-37.
3. Rios, V. S. Economic Evaluation of Steam and Nitrogen Injection on SAGD Process. / V. S. Rios, P. Laboissiere, O. V. Trevisan / / SPE 139319-2010.

4. Mayne, C.J. Fordoche: An Enhanced Oil Recovery Project Utilizing High-Pressure Methane and Nitrogen Injection. / C.J. Mayne, R.W. Pendleton // SPE 14058 – 2009.
5. Belhaj, Hadi Potential of Nitrogen Gas Miscible Injection in South East Assets, Abu Dhabi. / Hadi Belhaj, Hadil Abu Khalifeh / / SPE164774-2013.
6. Marcus, S. P. Overview of a "forgotten technology" with high potential – the world's largest IOR-based nitrogen project at the giant Cantarelle field in Mexico. / S. P. Marcus / / SPE-171239-2014.
7. Ignatiev, N. A. Experience and prospects of nitrogen injection in the oil and gas industry. / N. A. Ignatiev, I. A. Sintsov / Tyumen, 2015.