

ПРОБЛЕМА ДОБЫЧИ НЕФТИ В БЕЛАРУСИ НА ПРИМЕРЕ НОВО-КОРЕНЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

© 2018 г. А. А. Лопушко

Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины, г. Гомель, Республика Беларусь

Потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год, при этом эффективность извлечения нефти современными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 30 до 40% [1].

Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах [3].

Промышленная добыча углеводородов в Беларуси началась с 1965 г. и сосредоточена в районе Припятского прогиба (Гомельская и Могилевская области). За 50 лет разработки добыто более 130 млн т нефти и около 15 млрд м³ попутного нефтяного газа.

На территории Беларуси по состоянию на начало 2017 г. открыто 76 нефтяных месторождений. Из 76 открытых месторождений в 2017 г. находится в эксплуатации 61 месторождения.

Из всего числа разрабатываемых месторождений 15 находится на 4-й (заключительной) стадии разработки и 11 месторождений находятся на 3 стадии.

Важная роль в мероприятиях по стабилизации и увеличению объемов добычи нефти отводится увеличению объемов бурения, повышению эффективности и адресности геолого-технических мероприятий с учетом детального изучения геологической структуры, техническому перевооружению и внедрению передовых технологий. Среди наиболее продуктивных технологий — бурение многоствольных, многозабойных, горизонтальных и субгоризонтальных скважин, проведение многостадийных гидроразрывов пластов, одновременно-раздельная добыча, водоизоляция пластов с использованием новых реагентов.

Ново-Кореневское месторождение в тектоническом отношении приурочено к Кореневской субрегиональной зоне локальных поднятий Центральной части Червонослободско-Малодушинской ступени. В нефтегазоносном — к Северному нефтегазоносному ареалу структурных форм Припятского прогиба. Продуктивными здесь являются отложения кореневской пачки лебедянского горизонта и отложения тонезжских слоев задонского горизонта.

Основным объектом разработки является залежь нефти кореневской пачки лебедянского горизонта, включающая в себя нижний, средний и верхний резервуары.

Залежь нефти кореневской пачки лебедянского горизонта открыта скважиной 6, пробуренной в мае 2005 г. и введена в эксплуатацию в августе 2006 г. фонтанным способом. В 2006 г. в западной части свода структуры с целью доразведки запасов была пробурена скважина 10 Ново-Кореневская. При опробовании в процессе бурения получен приток нефти и в 2007 г. скважина введена в эксплуатацию фонтанным способом. За три месяца эксплуатации пластовое давление в скважине снизилось на 17.3 МПа и составило 26.8 МПа, в связи с чем в марте 2007 г. скважина была переведена на механизированный способ эксплуатации.

Объяснением этому может служить вскрытие пласта-коллектора нижнего пласта нижнего резервуара скважиной 10. В связи с тем, что распространение данного коллектора имеет линзовидный характер и обладает хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, можно наблюдать картину резкого падения пластового давления, в результате чего можно предположить, что это связано с выработкой запасов нефти и отсутствием поддержания пластового давления на залежи.

В 2007 г. в западной части свода структуры с целью разведки внутрисолевого (кореневская пачка кореневской пачки лебедянского горизонта) залежи нефти, а также с целью разведки залежи нефти в задонских отложениях была пробурена скважина 11 Ново-Кореневская.

В первые годы эксплуатации отмечалось значительное снижение пластового давления в скважинах. Анализ динамики пластового давления показал, что наибольшее снижение пластового давле-

ния наблюдается в нижнем резервуаре залежи нефти корневской пачки лебедянского горизонта (скважина 11), где за небольшой промежуток времени пластовое давление снизилось на 21.9 МПа с 45.6 МПа до 23.7 МПа. По верхнему резервуару пластовое давление снизилось на 13.7 МПа с 43 МПа до 29.3 МПа. Все скважины работали фонтаном в периодическом режиме по 10–20 дней в месяц, кроме скважины 10, которая в марте 2007 г. была переведена на механизированный способ эксплуатации. Скважины 10 и 11 давали безводную продукцию, за исключением скважины 6 у которой обводненность продолжала расти и к 2009 г. средняя обводненность по скважине составила 25%.

В 2008 г. была пробурена эксплуатационная скважина 14, закончена бурением разведочная скважина 12 и пробурена разведочная скважина 13.

Скважина 12 заложена на юго-западном крыле Ново-Корневской структуры с целью уточнения границ внутрисолевой залежи и разведки межсолевых и подсолевых отложений. При опробовании в открытом стволе тремлянских слоев задонского горизонта получены притоки нефти. В результате запасы по межсолевой залежи из категории D_0 были переведены в категорию C_1 .

В 2009 г. продолжено бурение новых скважин на Ново-Корневском месторождении: закончена бурением скважина 13, пробурены новые эксплуатационные скважины 15, 15s2, 17 и 22. В 2010 г. пробурены эксплуатационные скважины 23, 23s2, 23s3.

До марта 2010 г. эксплуатация залежи велась на естественном режиме. Все скважины, кроме скважины 6 и 17, эксплуатировались механизированным способом.

В условиях постоянно снижающегося в залежи пластового давления, основной задачей стоявшей на месторождении являлась организация системы ППД.

С этой целью в марте 2010 г. в южной части залежи введена под закачку воды с начальной приемистостью 33 м³/сут скважина 12. Закачка велась в верхний и нижний резервуары корневской пачки лебедянского горизонта. Анализ разработки залежи показал, что организованная система ППД (скв. 12) влияет только на южную часть залежи (скв. 6, 17).

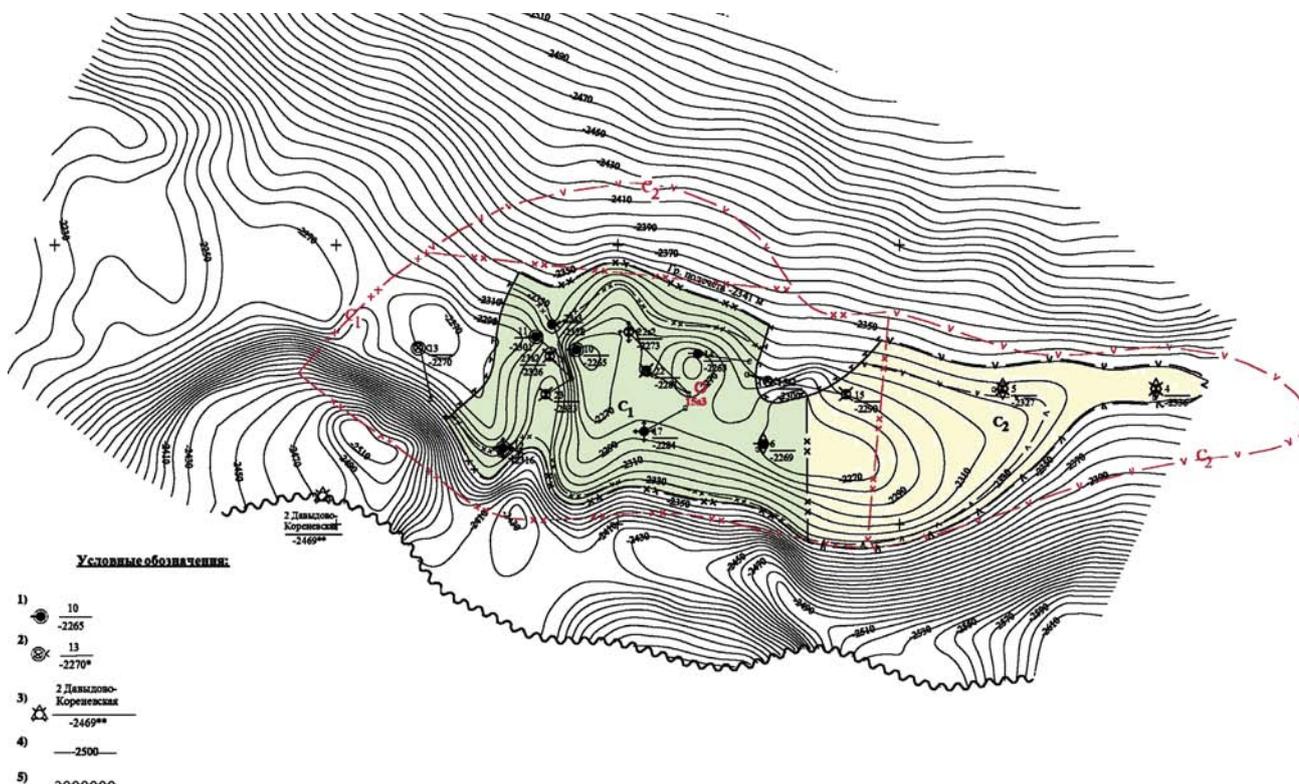


Рис. Структурная карта по подошве коллектора

1 — номер скважины, абсолютная отметка кровли горизонта; 2 — номер скважины, аналог кровли коллектора; 3 — номер скважины, аналог кровли коллектора; 4 — изогипы через 10 м; 5 — граница прослеживания сейсмического горизонта.

Также это подтверждается удельными отборами на 1 МПа снижения пластового давления: после организации закачки удельные отборы по южной части залежи увеличились почти в два раза, в то время как по северной части залежи, остались на прежнем уровне.

Однако после организации системы ППД пластовое давление в залежи продолжало снижаться. За период 2010–2011 гг. пластовое давление в скважине 6 снизилось на 1.5 МПа, в скважинах 10 и 11 на 7.5 МПа, в скважине 17 на 6.2 МПа, в скважине 14 на 16.3 МПа.

По состоянию на 01.01.2012 все скважины эксплуатировались механизированным способом.

В связи с тем, что пластовое давление, как по северной части, так и по южной продолжало снижаться, необходимо было совершенствование системы ППД. Для этой цели в северной части в 2011 г. начато бурение второго ствола скважины 22 Ново-Кореневской. Скважина 22s2 была заложена в сводовой части залежи нефти кореневской пачки лебедянского горизонта.

Исходя из анализа работы добывающих скважин видно, что наибольшее влияние нагнетательная скважина 22s2 оказывает на добывающие скважины расположенные в северной части залежи, динамические уровни по которым начали восстанавливаться.

Для совершенствования системы ППД с целью поддержания пластового давления в южной части лебедянской залежи Ново-Кореневского месторождения переведена под нагнетание добывающая скважина 17.

Исходя из анализа работы добывающих скважин залежи видно, что динамические уровни по скважинам начали восстанавливаться. Это подтверждает влияние нагнетательной скв. 22s2 на северную зону залежи. Также положительно отреагировала скважина 6, расположенная в южной части залежи, после организации закачки в нагнетательную скважину 17 [2].

В связи с изложенным можно выделить проблемы разработки:

- основной проблемой разработки данной залежи является повышенная вязкость нефти (123.8 мПа×с при давлении насыщения 2.61 МПа);
- во внутрисолевых отложениях на незначительных расстояниях происходит резкое изменение характера распространения коллекторов, вплоть до их полного замещения.

Литература:

1. Методы извлечения остаточной нефти / *М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин*. – М.: Недра, 1991. – 308 с.
2. Пересчет запасов нефти и растворенного газа Ново-Кореневского месторождения. – Гомель: БелНИИнефть, 2015. – 238 с.
3. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.