

ПЕРВАЯ АРКТИЧЕСКАЯ НЕФТЬ РОССИИ: ИСТОРИЧЕСКИЙ ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

УДК 622.276.1/4.04:553.982.2

А.Н. Дмитриевский, д.г.-м.н., проф., академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН (Москва, РФ)

Н.А. Еремин, д.т.н., проф., Институт проблем нефти и газа РАН, eremin@ipng.ru

Статья посвящена истории проектирования разработки Приразломного нефтяного месторождения, расположенного в юго-восточной части Печорского моря. 19 декабря 2018 г. исполняется пять лет с начала арктической добычи нефти на этом месторождении. Созданное по распоряжению Правительства РФ ЗАО «Российская компания по освоению шельфа» осуществляло функции оператора по Приразломному месторождению в 1992–2002 гг. По инициативе Е.П. Велихова к работам по проектированию разработки месторождения был привлечен коллектив Института проблем нефти и газа РАН. С 1998 г. ведущей организацией по подготовке проектных документов стало ООО «Газпром ВНИИГАЗ», а специалисты Института проблем нефти и газа РАН – ответственными исполнителями ряда основных разделов проектов. Ими построены первые 3D-геологические и гидродинамические модели. Впервые в мире на месторождении осуществлен процесс заводнения с начала разработки; применены системы приконтурного заводнения горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами и строительство бионических скважин.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АРКТИЧЕСКАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ, ЗАПАСЫ, ПРИРАЗЛОМНОЕ МОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПЕЧОРСКОЕ МОРЕ, 3D-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, 3D-ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ ДОБЫВАЮЩАЯ СКВАЖИНА, ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ НАГНЕТАТЕЛЬНАЯ СКВАЖИНА, МОРСКАЯ ЛЕДОСТОЙКАЯ СТАЦИОНАРНАЯ ПЛАТФОРМА, ПРИКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ.

15 марта 1993 г. ЗАО «Российская компания по освоению шельфа» («Росшельф») получило лицензию на поиск, оценку и добычу нефти на Приразломном месторождении. Для участия в его разработке в 1994 г. была привлечена компания Broken Hill Proprietary (BHP) Petroleum (Австралия). В переговорах с зарубежными партнерами «Газпрома» и ЗАО «Росшельф» приняли участие сотрудники Института проблем нефти и газа (ИПНГ) АН СССР и Минвуза СССР: директор, академик РАН А.Н. Дмитриевский и заместитель директора К.С. Басниев. Подготовка ТЭО и предварительный технический проект морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная» базировались на системе разработки Приразломного месторождения, представленной в отчете [1].

В связи с изменениями нефти BHP Petroleum и ЗАО «Росшельф»

заключили новый договор с ИПНГ АН СССР и Минвузом СССР на внесение уточнений в проектируемую систему разработки «Технологии разработки Приразломного месторождения» [2]. После проведения в 1996 г. сейсмических исследований 3D-методом были уточнены геологическое строение месторождения и запасы нефти и газа. Протоколом ЦКЗ МПР № 128 от 26.04.2001 г. поставлены на государственный баланс по категориям С1 + С2 в следующих количествах: балансовые запасы нефти – 257,5 млн т; извлекаемые запасы нефти – 71,9 млн т; запасы нефтяного газа – 8,6 млрд м³. Возникла необходимость подготовки нового проектного документа «Технологическая схема разработки Приразломного месторождения» [3]. Основные положения проектируемой системы разработки Приразломного месторождения были представлены

в 2002 г. на 17-м Международном конгрессе в г. Рио-де-Жанейро (Бразилия) в докладе [4].

Получены следующие ключевые практические результаты проектной работы специалистов ИПНГ РАН, Всероссийского нефтегазового научно-исследовательского института имени академика А.П. Крылова и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на Приразломном месторождении:

- впервые в мире с самого начала разработки запроектована и реализована система заводнения на морском месторождении;

- впервые в мире запроектована и реализована система размещения горизонтальных и бионических добывающих и нагнетательных скважин [5].

Определение технологических показателей разработки осуществлялось в программном комплексе ECLIPSE [6]. 3D-геологическая и 3D-гидродинами-

ческая модели месторождения каждого из четырех продуктивных пластов содержали информацию о структурном строении, общих толщинах, пористости, общих толщинах, пористости, проницаемости по горизонтали и вертикали, эффективных толщинах, водонасыщенности [7–9]. Размеры гидродинамической сетки: 156 × 45 × 4 узла.

При моделировании в ECLIPSE 100 двухфазной системы (нефть/вода) пластовая смесь описывалась двумя компонентами, что позволило сократить временные затраты и объем требуемой памяти.

Для расчета технологических показателей использовался полностью неявный метод, обеспечивающий устойчивость при больших временных шагах. Получена заданная точность решения нелинейных уравнений с сохранением пренебрежимо малой погрешности материального баланса. Для решения нелинейных уравнений использовался метод итераций Ньютона. Матрица фильтрационных коэффициентов была разложена по всем переменным, что обеспечило высокую скорость сходимости.

Системы линейных уравнений на каждой ньютоновской итерации решались применяемым в ECLIPSE методом гнездовой факторизации (nested factorisation), который позволил эффективно и надежно решить фильтрационные задачи с большим числом узлов. Целесообразность поддержания

пластового давления с начала разработки определяется крайне незначительными отборами за счет упругих сил пласта (4–5 %). Ограниченная сообщаемость пласта с водонапорной системой определила приконтурную систему заводнения.

Количество скважин ограничено возможностями бурения с МЛСП одним буровым станком. Механизированный способ добычи нефти рекомендован к применению с самого начала разработки из-за недостаточного запаса пластовой энергии.

В 2014 г. по результатам переинтерпретации сейсмических данных начальный объем нефти Приразломного месторождения по категориям С1 и С2 увеличен на 12 % (до 263 млн т) и защищен в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых. По уточненной технологической схеме ООО «Газпром ВНИИГАЗ», утвержденной Федеральным агентством по недропользованию в декабре 2015 г., к 2023 г. планируется пробурить 32 скважины, из них 19 добывающих, 12 нагнетательных и 1 поглощающая. Проектный уровень добычи нефти – 4,8 млн т. Период эксплуатации увеличен до 35 лет.

ХРОНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

На Приразломном морском месторождении первая добывающая нефтяная скважина была запущена в эксплуатацию 19 декаб-

ря 2013 г. Всего в 2014 г. добыто 300 тыс. т нефти, эксплуатационный фонд – 1 добывающая скважина. В 2017 г. добыто 2,6 млн т нефти, ежедневная добыча нефти возросла до 10 тыс. т, эксплуатационный фонд достиг 13 скважин, из них добывающих нефтяных – 8 (в том числе 1 скважина с установкой электроприводного центробежного насоса), нагнетательных – 4 (в том числе одна бионическая скважина) и 1 поглощающая скважина. Накопленная добыча составила 5,9 млн т. В 2018 г. на Приразломном месторождении планируется добыть 3,6 млн т нефти. В 2023 г. месторождение выйдет на проектную мощность добычи в объеме 4,8 млн т н. э. [10].

Статья подготовлена по результатам работ, выполненных в рамках Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук на 2013–2020 гг., раздел 9 «Науки о Земле», направление фундаментальных исследований 132 «Комплексное освоение и сохранение недр Земли, инновационные процессы разработки месторождений полезных ископаемых и глубокой переработки минерального сырья», в рамках государственного задания по теме «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности», № АААА-А16-116031750016-3. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Дмитриевский А.Н., Басниев К.С., Еремин Н.А. Особенности разработки морского нефтяного Приразломного месторождения. Научно-исследовательский отчет ИПНГ АН СССР и Минвуза СССР. Заказчик: ЗАО «Росшельф». М., 1993. 96 с.
2. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А. Науч.-иссл. отчет ИПНГ АН СССР и Минвуза СССР. Москва, Лондон, 1994–1995. 120 с.
3. Желтов Ю.П., Баишев Б.Т., Еремин Н.А. Технологическая схема разработки Приразломного месторождения. Науч.-иссл. отчет ИПНГ АН СССР и Минвуза СССР. М., 1997. 233 с.
4. Eremin N.A., Zheltov Yu.P., Baishev B.T. Project of the Effective Development of the Oil Field Prirazlomnoje in the Conditions of Moving Ice of Arctic Shelf // Proceedings of the 17th World Petroleum Congress. Block I. Forum 6. Rio de Janeiro. 2002. 32188 WPC Conference Paper. P. 581–583.
5. Хамидуллин Р.Д., Сахаров В.А., Еремин Н.А. Сравнение технологических показателей работы многозабойных скважин различной конфигурации // Нефтяное хозяйство. 1999. № 1. С. 45–47.
6. ECLIPSE Industry-Reference Reservoir Simulator [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.software.slb.com/products/eclipse> (дата обращения: 05.12.2018).
7. Еремин Н.А., Хведчук И.И., Сурина В.В. Особенности проектирования разработки морских нефтяных месторождений // Газовая промышленность. 1997. № 7. С. 72–74.
8. Григорьева В.В., Еремин Н.А., Сурина В.В., Назарова Л.Н. Особенности геологического строения и разработки месторождений нефти и газа в карбонатных отложениях шельфа Печорского моря // Геология нефти и газа. 2000. № 3. С. 11–16.
9. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А. и др. Состояние и перспективы традиционного и интеллектуального освоения углеводородных ресурсов Арктического шельфа // Деловой Журнал Neftegaz.Ru. 2017. № 1. С. 32–41.
10. Приразломное месторождение [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://shelf.gazprom-neft.ru/business/prirazlomnoe_field/ (дата обращения: 05.12.2018).