

## НА ЮЖНО-РУССКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАВЕРШЕНО БУРЕНИЕ СОТОЙ СКВАЖИНЫ КОМПЛЕКСА, ПРЕДНАЗНАЧЕННОГО ДЛЯ ДОБЫЧИ ТУРОНСКОГО ГАЗА

**В.В. Воробьев**, ОАО «Севернефтегазпром» (Новый Уренгой, Россия), VorobevVV@sngp.com

**И.В. Елагин**, ОАО «Севернефтегазпром», ElaginIV@sngp.com

**Л.А. Каменский**, ОАО «Севернефтегазпром», KamenskiyLA@sngp.com

**И.Р. Дубницкий**, ОАО «Севернефтегазпром», DubnitskiyIR@sngp.com

ОАО «Севернефтегазпром» с опережением графика завершило бурение сотой скважины комплекса, предназначенного для добычи трудноизвлекаемого туронского газа. На сегодняшний день компания обладает уникальным в своем роде опытом строительства туронских эксплуатационных скважин и единственная в России разрабатывает сложные туронские запасы в промышленных масштабах.

Туронская газовая залежь на Южно-Русском месторождении открыта в 1970 г. Это пластово-сводовая залежь со сложным строением. Пласт Т1–2 залегает на глубинах 810–880 м, характеризуется невыдержанностью по толщине и по площади распространения, имеет пониженные фильтрационно-емкостные свойства ( $K_{\text{пор}} = 23\text{--}27\%$ ;  $K_{\text{пр}} = 10^{-3}\text{--}10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>; коэффициент газонасыщенности не превышает 55 %, коэффициент аномальности пластового давления – 1,28).

С 2008 г. апробирован ряд схем заканчивания скважин, приобретен опыт проведения гидрораз-

рыва пласта (ГРП) в вертикальных и горизонтальных скважинах на растворах на водной и углеводородной основах. В октябре 2018 г. началось строительство 12 пилотных скважин. Девять из них были построены с восходящим профилем забоя и три – с горизонтальным. Восходящий профиль предусматривает вход в пласт под углом, близким к 80°, с постепенным набором до 86° к подошве пласта, а затем набор угла до 116° на забое. Такой профиль выбран для того, чтобы с учетом геологического строения пласта максимально охватить верхнюю,

наиболее продуктивную часть пласта нисходящей и восходящей частями траектории. В кровле пласта устанавливается пакер манжетного цементирования, продуктивный интервал оборудуется щелевым 168-миллиметровым фильтром, который предназначен для предотвращения поступления внутрь скважины песка и твердых частиц из пласта при минимальном снижении давления. Горизонтальные скважины имеют относительно более простую траекторию, предусматривающую бурение в продуктивном пласте интервала порядка 500 м под углом 90°, заканчивание

ПРИ РЕШЕНИИ СЛОЖНЫХ ЗАДАЧ ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКИ ТУРОНСКОЙ ЗАЛЕЖИ КОМПАНИЯ ПРИМЕНЯЛА СОБСТВЕННЫЕ ИННОВАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ И ВЕСНОЙ 2021 Г. ЗАПАТЕНТОВАЛА УНИКАЛЬНЫЙ СПОСОБ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОГО ГАЗА.



скважины включает 114-миллиметровый эксплуатационный хвостовик, оборудованный четырьмя портами для проведения ГРП, разделенными заколонными пакерами, и фильтрами, управляемыми инструментом на гибких насосно-компрессорных трубах. Гидроразрыв пласта проводится на дизельном топливе с суммарным объемом до 900 м<sup>3</sup> для четырех стадий ГРП. При этом 150 т пропанта на одной из стадий ГРП стали рекордными для Южно-Русского месторождения.

После завершения строительства скважин пускового комплекса стало стремительно набирать обороты бурение следующих туронских скважин, начиная с ноября 2019 г. каждый месяц в работу вводилась очередная буровая установка. В марте 2020 г. их общее количество достигло шести, а через год, в марте 2021 г., когда в работу пустили седьмую, был достигнут рекорд по количеству буровых, одновременно задействованных в эксплуатационном бурении на Южно-Русском месторождении. При решении сложных задач промышленной разработки туронской залежи компания применяла собственные инновационные методы и весной 2021 г. запатентовала уникальный способ добычи трудноизвлекаемого газа.

Проект масштабной разработки туронской залежи Южно-Русского месторождения дает право говорить фактически о втором открытии месторождения, когда на базе существующей инфраструктуры в процессе добычи вовлекается



**ПРОЕКТ МАСШТАБНОЙ РАЗРАБОТКИ ТУРОНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЮЖНО-РУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДАЕТ ПРАВО ГОВОРИТЬ ФАКТИЧЕСКИ О ВТОРОМ ОТКРЫТИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КОГДА НА БАЗЕ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ ВОВЛЕКАЕТСЯ ГАЗ, РАНЕЕ УЧИТЫВАВШИЙСЯ В КАЧЕСТВЕ ПЕРСПЕКТИВНОГО РЕСУРСА ТОЛЬКО В ОЧЕНЬ ОТДАЛЕННОМ БУДУЩЕМ.**

газ, ранее учитывавшийся в качестве перспективного ресурса только в очень отдаленном будущем. В декабре 2021 г. преодолен знаковый исторический рубеж: суммарная добыча туронского газа из недр месторождения достигла 10 млрд м<sup>3</sup>. За период с 1 января по 31 марта 2022 г. в соответствии с плановыми показателями на 1-й квартал 2022 г. компанией добыто 6,6 млрд м<sup>3</sup> газа, в том числе 2,7 млрд м<sup>3</sup> туронского. Высокие показатели добычи обусловлены ускоренным вводом скважин туронской газовой залежи и дожимного компрессорного цеха №2.

Постепенное истощение традиционных запасов углеводородов становится все более явным технологическим вызовом нашего времени. Перспективные технологии добычи трудноизвле-

каемого газа, запатентованные ОАО «Севернефтегазпром», – прочный фундамент устойчивого развития не только самой компании, но и многих других предприятий в структуре «Газпрома». ■



**ОАО «Севернефтегазпром»**  
629380, Россия, Ямало-Ненецкий авт. окр., Красноселькупский р-н, с. Красноселькуп, ул. Ленина, д. 22  
Тел.: +7 (3494) 24-81-06  
Факс: +7 (3494) 24-81-16  
E-mail: sngp@sngp.com  
www.severneftegazprom.com

