

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Серебрянников А.А.

Научный руководитель профессор Зятиков П.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С учетом падающих уровней добычи на месторождениях Томской области, недропользователям постепенно приходится начинать разработку сложных объектов, одним из таких являются палеозойские коллекторы, значительное число которых открыто в нашем регионе. Арчинское и Советское нефтегазоконденсатные месторождения отличаются наибольшими доказанными запасами нефти (> 15 млн т), но есть и большое число месторождений с запасами до и более 1 млн т. [1]

Разработка палеозойских залежей сопровождается целым рядом трудностей и осложнений из-за большей глубины залегания пластов данного типа, по сравнению с меловыми и юрскими. К тому же палеозойские коллекторы обычно сложены трещиноватыми карбонатными породами, в следствии чего увеличивается вероятность поглощений буровых растворов при бурении скважин, аварий погружного оборудования, а процесс добычи осложняется неконтролируемыми прорывами газа и пластовой воды [2]. В данной работе рассматривается возможность применения технологии зарезки боковых стволов вместо дорогостоящего эксплуатационного бурения новых скважин на глубокозалегающие пласты палеозоя с целью повышения экономической рентабельности разработки объекта М₁ месторождения Томской области.

Пласт-коллектор М₁ относится к группе сложных для разработки объектов, приурочен к верхней зоне палеозойских отложений, которые контактируют с тюменской свитой, точнее с ее песчано-глинистыми отложениями. Подстилается пласт толщей карбонатно-глинисто-эффузивных пород. Пласт М₁ делится на залежи углеводородов блочного типа, изолированных и не сообщающихся друг с другом.

Разработка объекта М₁ характеризуется высокой аварийностью эксплуатационного фонда скважин. Основные причины бездействия скважин – высокая коррозионность оборудования, падение изоляции ЭЦН до нуля, срывы подачи ЭЦН и т.п. На рис.1 представлено распределение неработающего фонда скважин объекта М₁ по дебитам нефти и жидкости, обводненности на дату остановки. Погружное оборудование попросту не выдерживает негативного влияния от воздействия высокого газового фактора, парафинов, коррозии. Зарезка боковых стволов (ЗБС) в сложившихся условиях разработки объекта М₁ является перспективным и с экономической точки зрения и с технологической.

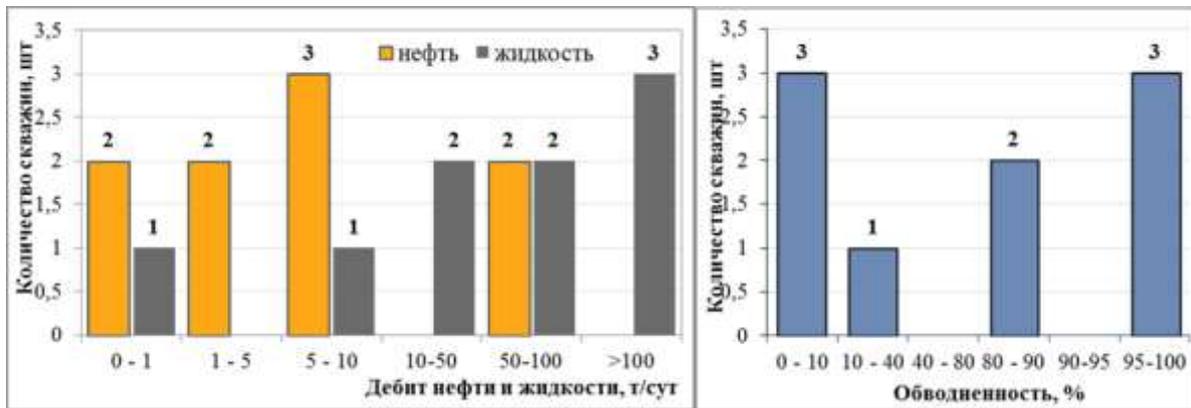


Рис.1. Распределение неработающего фонда скважин нефтяного объекта М₁

Накопленная история добычи нефтяного объекта М₁ имеет положительную характеристику проводимых зарезок боковых стволов. В 2010 г. пробурена ЗБС со скважины № 501Р, дебит нефти составил 126 т/сут, обводненность - 26 %. Эффективность бурения ЗБС № 501Р составила 25 тыс. т. В 2016 год пробурена ЗБС со скважины № 35, дебит нефти составил 61 т/сут, обводненность - 3 %, эффективность составила 12 тыс. т нефти. В 2017 году выполнена операция ЗБС в скважине № 502Р. Показатели составили 36 т/сут по нефти, обводненность - 78 %, эффективность составила 4 тыс. т, что ниже среднего значения, из-за выбытия скважины по обводненности. С учетом имеющейся информации, считается достаточно перспективным отказ от дорогостоящего эксплуатационного бурения взамен менее затратных зарезок боковых стволов с имеющегося неэксплуатируемого фонда скважин.

Проектирование бурения ЗБС выполнено с учетом критериев отбора скважин-кандидатов для выполнения операций ЗБС, что представлены в работе [3]. Привлечение пробуренного фонда скважин, который не используется по различным причинам, позволяет значительно сократить расходы на бурение, так как суммарная проводка ЗБС значительно ниже проводки новой скважины, которые бурятся с нуля от устья. На основе карт остаточных нефтенасыщенных толщин и плотности остаточных запасов углеводородов выбиралось проектное расположение целей ЗБС. Высокая зависимость экономической и технологической эффективности ЗБС отмечается от расположения скважин-кандидатов, с которых возможно осуществить операцию, необходимо иметь пробуренный фонд на палеозой или вышележащие юрские и меловые пласты.

Расчеты на гидродинамической модели объекта М₁ подтверждают эффективность бурения ЗБС для увеличения экономической рентабельности разработки объекта М₁. Бурение десяти боковых стволов позволит дополнительно добыть 348 тыс.т нефти, удельная эффективность составит 35 тыс.т нефти на одну операцию. На рис.2 представлены прогнозные показатели разработки по расчетным ЗБС.

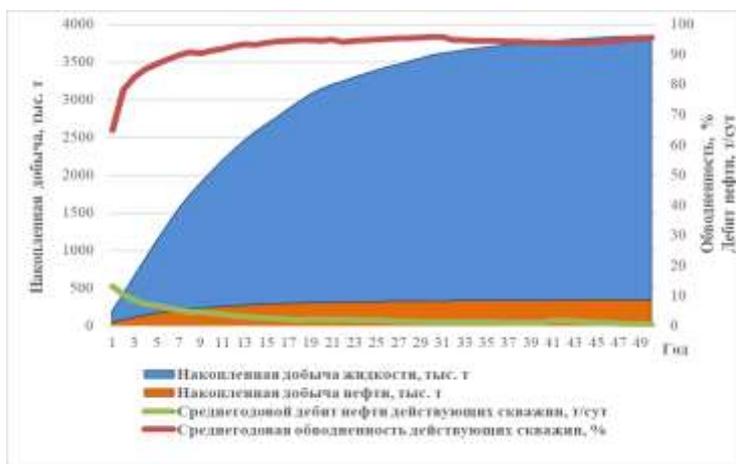


Рис. 2. Накопленные показатели разработки по расчетным ЗБС

Для подтверждения экономической рентабельности бурения ЗБС на объект М₁ выполнена технико-экономическая оценка предложенного варианта разработки. На рис.3 представлено поскважинное распределение расчетных затрат и чистой приведенной текущей стоимости (NPV).

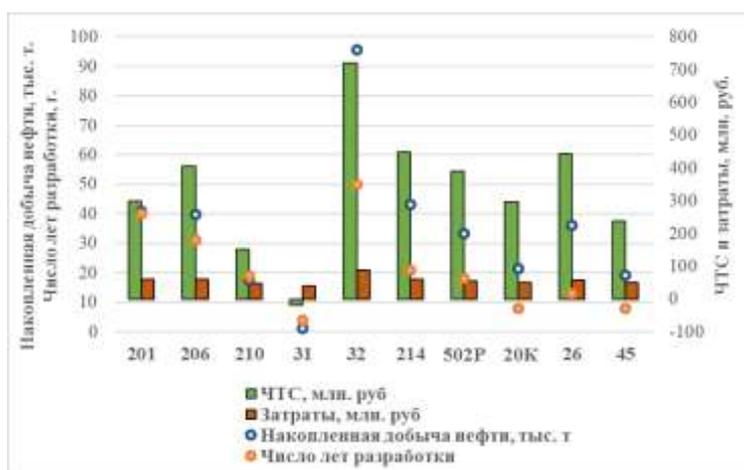


Рис. 3. Результаты технико-экономической оценки проекта

В соответствии с расчетами, наибольшей экономической рентабельностью отличаются ЗБС со скважин №№ 32, 214, 26 и 206 с полученной накопленной добычей нефти, соответственно, 96 тыс. т, 43 тыс. т, 36 тыс. т и 40 тыс. т. Отрицательный NPV получился только на ЗБС со скважины № 31 из-за низких стартовых показателей после ЗБС и быстрого выбытия в бездействие. На общую рентабельность проекта отрицательный NPV по ЗБС № 31 не повлиял. Суммарная чистая текущая стоимость проекта, согласно расчетам, составила 3 372 млн. руб. Удельная экономическая эффективность на одну зарезку бокового ствола составила 337,2 млн. руб. Индекс доходности проекта составил 8,6 руб/руб. Экономическая эффективность, в целом, прямо пропорциональна накопленным показателям по добыче нефти, но при равенстве оных большую эффективность имеет зарезка, оработавшая свои запасы за менее продолжительный срок разработки. Таким образом, зарезки боковых стволов с неэксплуатируемого фонда скважин рассмотренного типа коллекторов.

Литература

1. Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В. Геологическое изучение и нефтегазоность палеозойских отложений Западной Сибири. / А. В. Ступакова, А. В. Соколов, Е. В. Соболева // Георесурсы. – 2015. – Т. 61. № 2. – С. 63-76.
2. Запивалов Н.П. Палеозойская нефть Западной Сибири – большие перспективы / Н. П. Запивалов // Институт геологии нефти и газа СО РАН. – Новосибирск – 2009. – С. 30-39.
3. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: уч. пособ. / В. М. Шенбергер, Г. П. Зозуля, М. Г. Гейхман, И. С. Матиешин. - Тюмень: Изд-во «ЦентрЛитНефтеГаз», 2007. - 496 с.