

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ РАЗРАБОТКИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

**Серебрянников А.А.**

Научный руководитель профессор Зятиков П.Н.

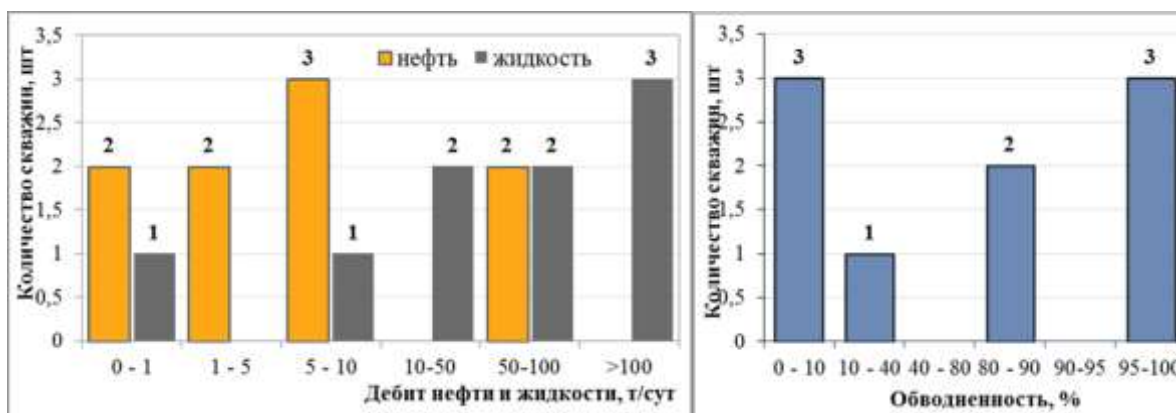
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

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 М<sub>1</sub> месторождения Томской области.

Пласт-коллектор М<sub>1</sub> 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 М<sub>1</sub> делится на залежи углеводородов блочного типа, изолированных и не сообщающихся друг с другом.

Разработка объекта М<sub>1</sub> 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 М<sub>1</sub> 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 М<sub>1</sub> является перспективным и с экономической точки зрения и с технологической.

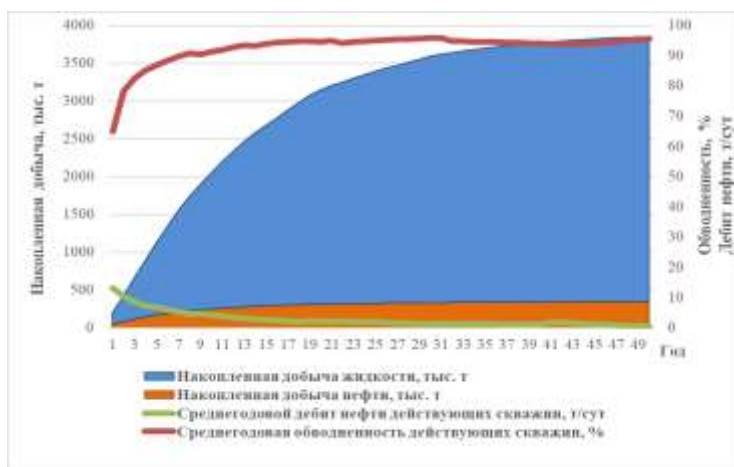


*Рис.1. Распределение неработающего фонда скважин нефтяного объекта М<sub>1</sub>*

Накопленная история добычи нефтяного объекта М<sub>1</sub> 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.

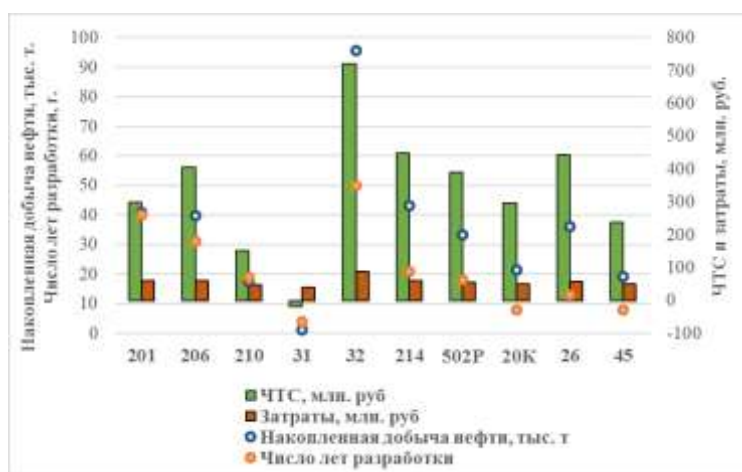
Проектирование бурения ЗБС выполнено с учетом критериев отбора скважин-кандидатов для выполнения операций ЗБС, что представлены в работе [3]. Привлечение пробуренного фонда скважин, который не используется по различным причинам, позволяет значительно сократить расходы на бурение, так как суммарная проводка 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 М<sub>1</sub> подтверждают эффективность бурения ЗБС для увеличения экономической рентабельности разработки объекта М<sub>1</sub>. 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 М<sub>1</sub> 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, отработавшая 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 нефтегазонасыщенность 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.