УДК 622.276.6

Прогнозная оценка эффективности технологии радиального бурения для башкирских эксплуатационных объектов месторождений Пермского края

С.В.ГАЛКИН¹, А.А.КОЧНЕВ², В.И.ЗОТИКОВ¹¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия² Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия

Рассмотрена эффективность технологии радиального бурения для карбонатных башкирских залежей Пермского края. Геологический разрез продуктивной части пласта Бш характеризуется высокой степенью неоднородности, что при бурении радиальных каналов способствует вовлечению в разработку дополнительных, ранее не дренируемых, пропластков.

В ходе анализа выявлены основные геолого-технологические параметры, влияющие на эффективность технологии бурения. По данным динамики среднесуточных приростов нефти построены палетки для прогноза дополнительной добычи нефти в результате проведения мероприятий по радиальному бурению. По палеткам можно прогнозировать суммарную дополнительную добычу нефти, время работы скважины с эффектом от мероприятий по радиальному бурению и среднесуточные приросты дебитов нефти за каждый год.

Установлено, что проведенные на скважинах до радиального бурения соляно-кислотные обработки значительно снижают эффективность технологии радиального бурения. Для таких скважин статистически обоснована величина корректирующей поправки, снижающая прогнозную оценку прироста дебита нефти.

С помощью линейного дискриминантного анализа построена модель для оценки прироста дебита нефти в первый год после проведения мероприятия, разработан алгоритм расчета суммарной дополнительной добычи нефти. Для полученной модели рассчитаны погрешности, которые сопоставлены с эффективностью прогноза стандартных для нефтедобывающих предприятий методов. Установлено, что предложенная модель показывает значительно более точное соответствие результатов прогноза фактическим результатам применения технологии.

При детальном подходе к подбору скважин для радиального бурения вероятность высокой эффективности мероприятия значительно возрастает. По прогнозной методике в интересах нефтедобывающего предприятия проведены расчеты эффективности технологии и даны рекомендации к ее внедрению для скважин башкирских эксплуатационных объектов.

Ключевые слова: радиальное бурение; соляно-кислотная обработка; геолого-технические мероприятия; дебит нефти; карбонатный коллектор; дискриминантный анализ

Как цитировать эту статью: Галкин С.В. Прогнозная оценка эффективности технологии радиального бурения для башкирских эксплуатационных объектов месторождений Пермского края / С.В.Галкин, А.А.Кочнев, В.И.Зотиков // Записки Горного института. 2019. Т. 238. С. 410-414. DOI: 10.31897/PMI.2019.4.410

Введение. В настоящее время в структуре добычи геолого-технических мероприятий (ГТМ) Пермского края, направленных на вторичное вскрытие пластов, значительное место занимает технология радиального бурения (РБ). При стандартном РБ проводят бурение четырех радиальных каналов в интервале продуктивного пласта с фазировкой 90° и длиной до 100 м. Для карбонатных залежей с целью интенсификации притока бурение радиальных стволов дополняется проведением соляно-кислотной обработки (СКО).

На добывающем фонде скважин Пермского края технология РБ применяется с 2005 г., преимущественно для карбонатных (549 ГТМ), значительно реже для терригенных объектов (41 ГТМ). В среднем успешность технологии в последние годы оценивалась от 42 до 78 % [1]. При этом эффективность РБ для карбонатных коллекторов значительно выше чем для терригенных. Средняя продолжительность эффекта от РБ составляет 667 сут – для терригенных и 818 сут – для карбонатных объектов, средняя дополнительная добыча нефти – 3,5 тыс. т для терригенных и 4,6 тыс. т для карбонатных объектов.

В настоящее время в структуре остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти Пермского края доля карбонатных залежей составляет 62 %, причем с каждым годом в связи с их менее интенсивной текущей выработкой это значение возрастает. Интерес нефтедобывающих предприятий к РБ обусловлен необходимостью внедрения относительно малозатратных технологий для участков с невысокими ОИЗ. Поэтому для карбонатных эксплуатационных объектов технология РБ в структуре ГТМ Пермского края является наиболее востребованной. На сегодняшний день методом РБ для пласта Бш проведено 149 операций, что значительно превышает 49 проведенных

за тот же период ГТМ кислотного гидроразрыва пласта (КГРП). Интерес именно к технологии РБ обусловлен тем, что количество скважин с запасами нефти, достаточными для внедрения более затратных технологий (КГРП и др.), сегодня весьма ограничено. По мнению авторов, технология РБ перспективна и может быть широко востребована в условиях карбонатных коллекторов и других старых нефтегазодобывающих районов.

Анализ показывает необходимость отдельного анализа эффективности РБ для различных эксплуатационных объектов. Наибольшее количество операций РБ проведено для залежей башкирского возраста, доля которых в текущей добыче нефти Пермского края значительна (23 %). С учетом этого, задачей данной статьи ставится выявление геолого-технологических критериев эффективности РБ именно для скважин пласта Бш. Коллекторы башкирских отложений преимущественно представлены биоморфно-водорослевыми и фораминиферовыми известняками порового типа [11]. Продуктивные пласты имеют высокую степень неоднородности, что при бурении радиальных каналов способствует вовлечению в разработку дополнительных, ранее не дренируемых, пропластков.

В работах [6, 7] обобщен опыт внедрения технологии РБ в Пермском крае. Отмечено, что в условиях карбонатного коллектора РБ более эффективно, чем СКО и повторная перфорация. Вместе с тем, в настоящее время по-прежнему существует неопределенность в выборе скважин-кандидатов для реализации технологии. В данной работе анализ эффективности РБ проводился по состоянию информации на 01.01.2018 г., при этом из анализа были исключены 16 повторных операций, эффективность которых значительно ниже. Это объясняется тем, что любое предварительно проведенное ГТМ забирает часть остаточных запасов участка залежи. В результате дополнительная суммарная добыча нефти от технологии для пласта Бш по 133 рассмотренным скважинам изменяется в диапазоне от 0 до 25 тыс. т при среднем значении 4,8 тыс. т нефти на скважину.

Возможности геолого-гидродинамического моделирования при прогнозных расчетах эффективности технологии РБ имеют ряд существенных ограничений и неопределенностей. При этом основной проблемой является сложность формализованной оценки сообщаемости радиального канала с пластом. В современных симуляторах (Tempest, Eclipse и др.) при расчетах технологии РБ, помимо проницаемости пласта, обязательными для запуска расчетов являются скин-фактор (S) и коэффициент сообщаемости радиальных каналов с пластом (ϕ). При этом значения S известны не для всех скважин, а численная оценка величины ϕ всегда субъективна. В результате на практике единственным возможным вариантом остается принимать заранее значение необходимого расхода жидкости после ГТМ, подгоняя под него показатели S (если он неизвестен) и ϕ . В итоге радиальному каналу длиной 100 м в модели, как правило, соответствует единственная ячейка, охарактеризованная субъективной информацией.

Разработка статистической модели оценки эффективности технологии радиального бурения. Одним из эффективных инструментов повышения качества проектных решений является использование статистических методов, успешное применение которых для прогноза эффективности ГТМ приведено в работах [3, 8, 9]. По мнению авторов, для оценки эффективности РБ применимы именно статистические методы обобщения промысловой информации. Их целью является оценка эффективности реализованной на эксплуатационных объектах технологии РБ для различных геолого-технологических условий разработки.

На первом этапе по данным среднесуточных приростов нефти за каждый год построена палетка для прогноза дополнительной добычи нефти. Все скважины разбиты на семь классов по показателю дополнительной добычи нефти, для каждого класса построена линия падения среднесуточного прироста по годам.

По палетке, представленной на рис.1, можно прогнозировать среднесуточный прирост на каждый год, время эффекта и суммарную дополнительную добычу нефти за счет технологии. Для практического использования палетки до проведения ГТМ необходимо количественно оценить прирост дебита нефти в первый год после РБ (Δq_n), который предопределил дальнейшую динамику добычи.

Первоначально, в результате статистического анализа, установлено, что ранее проведенная на скважинах СКО (за период от 1 до 15 лет до РБ) снижает потенциальный прирост нефти при применении технологии. Так, для пласта Бш средняя величина занижения Δq_n за счет ранее про-

Рис. 1. Палетка прогноза среднесуточного прироста нефти от применения технологии радиального бурения для башкирских залежей Пермского края [4]

1 – класс 1 (доп. добыча 50-500 т); 2 – класс 2 (доп. добыча 500-1000 т); 3 – класс 3 (доп. добыча 1000-2000 т); 4 – класс 4 (доп. добыча 2000-4000 т); 5 – класс 5 (доп. добыча 4000-8000 т); 6 – класс 6 (доп. добыча 8000-16000 т); 7 – класс 7 (доп. добыча 16000-32000 т); 8 – прогноз

веденной СКО составила 1,3 т/сут (4,6 против 5,9 т/сут) при сохранении динамики снижения добычи более 1 т/сут во все последующие годы. С учетом этого все скважины с ранее проведенной СКО исключены из анализа. Прогноз Δq_n для них должен предусматривать понижающую поправку на 1,3 т/сут. Так как такие скважины в дальнейшем не участвовали в формировании прогнозной модели, после введения понижающей корректирующей поправки их можно рассматривать как экзаменационную выборку. Обучающую статистическую выборку в результате составила 71 скважина.

Для оценки комплексного влияния различных геолого-технологических показателей на прирост дебита

нефти в первый год после мероприятия использован линейный дискриминантный анализ (ЛДА). Методология реализации ЛДА для решения сходной нефтепромысловой задачи подробно изложена в работе [2].

С учетом анализа результатов работ [5, 10, 12] рассмотрен следующий расширенный комплекс параметров: нефтенасыщенная толщина h_n , м; коэффициент песчаности $K_{\text{песч}}$, д.ед.; коэффициент расчлененности $K_{\text{расч}}$, ед.; вязкость нефти в пластовых условиях μ_n , мПа·с; гидропроводность удаленной зоны пласта (УЗП) $\epsilon_{\text{УЗП}}$, мкм²·см/(мПа·с); коэффициент проницаемости УЗП $k_{\text{УЗП}}$, мкм²; пьезопроводность χ , см²·с; пластовое давление $P_{\text{пл}}$, МПа; забойное давление $P_{\text{заб}}$, МПа; давление насыщения $P_{\text{нас}}$, МПа; средняя толщина единичного нефтенасыщенного пропластка $h_{\text{пр}}$, м; скин-фактор скважины S ; плотность каналов $\rho_{\text{кан}}$, м/количество каналов; дебит нефти до реализации ГТМ $q_{\text{нач}}$, т/сут.

При реализации ЛДА статистическая выборка по принципу эффективности технологии РБ разделена на скважины с приростами Δq_n более и менее 7 т/сут. В результате проведения ЛДА наибольшую значимость при разделении выборки на два класса показали параметры: h_n , $K_{\text{песч}}$, $K_{\text{расч}}$, μ , χ , S , $\rho_{\text{кан}}$, $q_{\text{нач}}$, по которым построена линейная дискриминантная функция (ЛДФ):

$$Z = 0,059q_n + 0,402h_n + 1,92K_{\text{песч}} + 0,141K_{\text{расч}} - 0,048\mu_n - 0,516\rho_{\text{кан}} + 0,000876\chi + 0,032S - 2,90,$$

при $R = 0,76$.

Для класса с более эффективным результатом РБ ($\Delta q_n > 7$ т/сут) верно классифицировано 75 % (21 из 28 скважин), для класса с $\Delta q_n < 7$ т/сут – 96 % (44 из 46 скважин). Необходимо также отметить, что знаки $\pm$ в коэффициентах при показателях ЛДФ не противоречат их физическому смыслу. Так, повышение толщин пласта h_n и доли в пласте коллекторов $K_{\text{песч}}$ в связи с большими емкостными характеристиками коллектора повышает оценку дискриминантной функции Z . Чем больше расчлененность $K_{\text{расч}}$, тем выше прирост первого года Δq_n , так как радиальный канал включает в работу больше новых пропластков. При низкой вязкости нефти μ_n и высокой пьезопроводности пласта χ эффект от РБ выше вследствие большей подвижности нефти. При пониженных значениях плотности каналов $\rho_{\text{кан}}$ на каждый радиальный канал приходится большая эффективная толщина h_n , поэтому прирост выше.

Физический смысл критерия Z в ЛДФ состоит в том, что с его ростом увеличивается вероятность $P(Z)$ отнесения объекта к более эффективным ГТМ. Зависимость $P(Z) = f(Z)$ представлена на рис.2.

В таблице для обучающей выборки приведены сравнительные характеристики фактических приростов дебита первого года в различных диапазонах полученных вероятностных оценок $P(Z)$.

По данным таблицы построена зависимость прироста первого года от величины $P(Z)$, которая аппроксимирована зависимостью при $R = 0,98$:

$$\Delta q_n = 30,7x^3 - 44,5x^2 + 22,8x + 2,84,$$

где x – величина $P(Z)$.

Оценка погрешности прогнозной статистической модели прироста дебита нефти от РБ. В результате для скважин обучающей выборки рассчитаны прогнозные оценки Δq_n , а также погрешности в сравнении с фактическими приростами. Также проведена сравнительная оценка полученных погрешностей Δq_n предложенной методики (основанной на ЛДА) с приростами, которые прогнозировались на нефтедобывающих предприятиях при планировании РБ с помощью гидродинамических моделей. На рис.3 приведено сопоставление погрешностей методик (ЛДА и стандартной) с фактическими результатами РБ для скважин обучающей выборки.

При использовании метода ЛДА более половины объектов попали в интервал погрешностей менее 2 т/сут – 54 % скважин, а в интервал погрешностей более 4 т/сут – лишь 11 % скважин. Максимальные погрешности в большинстве случаев занижают прогнозный эффект от РБ для скважин с аномально высокими приростами дебитов. Причем во всех этих случаях скважины оцениваются предложенной методикой как наиболее перспективные для РБ, что важно для практической реализации методики.

Что касается стандартной методики, то результаты схожести Δq_n прогноза с фактическими результатами для нее заметно хуже. В интервал погрешностей менее 2 т/сут попали 42 % скважин. Погрешностями более 4 т/сут характеризуются 23 % скважин, причем для одной скважины невязка составила более 10 т/сут (рис.3).

Аналогичный анализ проведен для скважин экзаменационной выборки с ранее проведенной СКО, которые в построении прогнозной модели не участвовали. Для них при прогнозной оценке из величины Δq_n вычиталась поправка в 1,3 т/сут. В результате максимум невязок фактических результатов с прогнозными оценками Δq_n (52 % скважин) также находился в интервале погрешностей менее 2 т/сут. В интервал погрешностей более 4 т/сут попали лишь 8 % скважин.

Рис.2. Вероятностная оценка отнесения мероприятия к эффективным по приросту дебита нефти первого года от показателя Z

Распределение по вероятностям $P(Z)$ скважин обучающей выборки

Интервал $P(Z)$	Количество объектов	Средний фактический прирост, т/сут
Менее 0,001	6	1,7
0,001-0,01	9	3,7
0,01-0,1	14	4,7
0,1-0,2	7	5,3
0,2-0,4	8	6,0
0,4-0,8	7	7,5
0,8-0,9	3	8,9
0,9-0,95	7	9,5
0,95-1	10	11,6

Рис.3. Распределение погрешностей оценки среднесуточного прироста дебита нефти в первый год после РБ
1 – стандартная методика; 2 – ЛДА

При расчете невязок Δq_n для этих же скважин, взятых на основе плановых приростов нефтедобывающего предприятия, в интервалы менее 2 т/сут попали 36 % скважин, более 4 т/сут – 21 % скважин.

Заключение. Предложенная статистическая модель оценки Δq_n для пласта Бш показала высокую степень корреляции с фактическими данными и позволила значительно повысить точность прогноза эффективности РБ в сравнении со стандартным подходом.

Для повышения эффективности мероприятий необходим более детальный подбор скважин-кандидатов, учитывающий комплекс геолого-технологических параметров, а не только технические требования скважин. По прогнозной методике в интересах нефтедобывающего предприятия проведены расчеты эффективности технологии РБ и даны рекомендации к внедрению технологии для скважин, показавших наибольший потенциал прироста дебита нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ проведения геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности добывающих скважин на нефтяных месторождениях Пермского края / П.Ю.Илюшин, Р.М.Рахимзянов, Д.Ю.Соловьев, И.Ю.Колычев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. Т. 14. № 15. С. 81-89.
2. Анализ эффективности применения циклической закачки жидкости на месторождениях с различными геолого-технологическими условиями / Г.Н.Чумаков, В.И.Зотиков, И.Ю.Колычев, С.В.Галкин // Нефтяное хозяйство. 2014. № 9. С. 96-99.
3. Колтырин А.Н. Повышение эффективности технологии гидроразрыва пласта на карбонатном типе коллектора // Нефтепромысловое дело. 2016. № 10. С. 29-32.
4. Кочнев А.А. Анализ влияния геолого-технологических показателей на эффективность технологии радиального бурения на примере эксплуатационных объектов Пермского края / А.А.Кочнев, В.И.Зотиков, С.В.Галкин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 12. С. 20-29.
5. Мухаметшин В.В. Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. № 7. С. 40.
6. Новокрещенных Д.В. Перспективы развития технологий радиального вскрытия пласта на месторождениях Пермского края / Д.В.Новокрещенных, А.В.Распопов // Нефтяное хозяйство. 2014. № 3. С. 54-57.
7. Распопов А.В. Анализ результатов применения методов интенсификации на карбонатных коллекторах месторождений Пермского края / А.В.Распопов, Д.В.Новокрещенных // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. Т. 13. № 10. С. 73-82.
8. Репина В.А. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) / В.А.Репина, В.И.Галкин, С.В.Галкин // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 268-274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268
9. Рогачев М.К. Контроль и регулирование процесса соляно-кислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным / М.К.Рогачев, В.В.Мухаметшин // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 275-280. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.275
10. Elliott S. Coiled-tubing method drills radial laterals to improve oil production from a depleted reservoir // World Oil. 2011. № 10. P. 57-64.
11. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data / A.A.Efimov, S.V.Galkin, Ia.V.Savitskii, V.I.Galkin // Ecology. Environment and Conservation. 2015. Vol. 21. P. 79-85.
12. The Ultrashort Radius Radial System Applied to Thermal Recovery of Heavy Oil / W.Dickinson, H.Dykstra, J.M.Nees, E.Dickinson // Society of Petroleum Engineers. 1992. P. 56-59. SPE-24087-MS. DOI: 10.2118/24087-MS

Авторы: С.В.Галкин, д-р геол.-минерал. наук, профессор, doc_galkin@mail.ru (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), А.А.Кочнев, инженер, sashakoch93@gmail.com (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия), В.И.Зотиков, старший преподаватель, vladimirzotikov@yandex.ru (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия).

Статья поступила в редакцию 21.12.2018.

Статья принята к публикации 07.02.2019.