



УДК 622.276:622.24

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2019

ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ ТУРНЕЙСКИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ ПЛАТФОРМЕННОЙ ЧАСТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

А.А. Кочнев, С.В. Галкин¹

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть» в г. Перми (614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)

FORECAST ASSESSMENT OF EFFICIENCY OF RADIAL DRILLING TECHNOLOGY FOR TOURNEISIAN OPERATING OBJECTS OF THE PLATFORM PART OF THE PERM REGION

Aleksandr A. Kochnev, Sergey V. Galkin¹

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoy Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)

¹Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 06.12.2018. Принята / Accepted: 01.08.2019. Опубликовано / Published: 27.09.2019

Ключевые слова:

радиальное бурение, солянокислотная обработка, геолого-технические мероприятия, дебит нефти, карбонатный коллектор, дискриминантный анализ, статистическая модель, повышение нефтеотдачи, гидродинамическое моделирование, остаточные запасы, коллектор, вероятностная оценка, коэффициент корреляции, эксплуатационный объект, прогноз эффективности.

Коллекторы турнейских отложений нефтяных залежей Пермского края характеризуются высокой неоднородностью геологического разреза, малыми толщинами и невысокой производительностью скважин. Для их рациональной разработки с целью повышения нефтеотдачи пластов широко применяются геолого-технические мероприятия. В работе проведено сравнение эффективности малозатратных геолого-технических мероприятий – кислотных обработок и радиального бурения.

Подробно рассмотрена технология радиального бурения. Приведен анализ мероприятий по радиальному бурению, выполненных на турнейских объектах месторождений Пермского края. По фактическим данным построен график динамики падения дополнительной добычи нефти от мероприятия по годам, который можно использовать для оценки прогнозной добычи нефти.

Представлены методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий. Основным методом является гидродинамическое моделирование. Однако у метода существуют значительные недостатки при прогнозе эффективности применения технологии радиального бурения. По мнению авторов, наиболее оптимальным для прогноза эффективности технологических мероприятий является использование статистических методов, что позволяет учитывать комплексное влияние геолого-технологических параметров. В ходе исследования с помощью *t*-критерия Стьюдента выявлены основные геолого-технологические параметры, оказывающие влияние на эффективность радиального бурения.

На основе выявленных параметров методом линейного дискриминантного анализа построена прогнозная модель оценки прироста дебита нефти в первый год после мероприятия. На скважинах обучающей и тестовой выборки проведена оценка погрешности прогноза прироста дебита нефти в первый год после мероприятия. Сопоставлены погрешности прогнозных расчетов с погрешностью прогноза при исследовании гидродинамической модели. Результатом исследований является разработанная методика определения общей дополнительной добычи от применения технологии радиального бурения.

Key words:

radial drilling, hydrochloric acid treatment, geological and technical measures, oil production rate, carbonate reservoir, discriminant analysis, statistical model, enhanced oil recovery, hydrodynamic modeling, residual reserves, reservoir, probabilistic estimation, correlation coefficient, operational object, efficiency forecast.

Reservoirs of the Tournaisian deposits of the Perm Region deposits are characterized by high heterogeneity of the geological section, small thickness and low productivity of wells. For the rational development of such objects it is necessary to use geological and technical measures. The paper compares the effectiveness of low-cost measures - acid treatments and radial drilling.

The paper details the technology of radial drilling. The analysis of measures on radial drilling performed at the Tournaisian sites of the Perm Territory is given. According to actual data, a graph of the dynamics of the fall in additional oil production from the event over the years has been plotted. The possibility of its use for the prediction of additional production is described.

The paper presents methods for predicting the effectiveness of geological and technical measures. The main method is hydrodynamic modeling, but the method has significant drawbacks in predicting the effectiveness of radial drilling technology. According to the authors, statistical methods are the most optimal for forecasting, since they allow to take into account the complex influence of geological and technological parameters. In the course of the study, using the Student's *t*-criterion, the main geological and technological parameters were identified that affect the efficiency of radial drilling.

Based on the identified parameters, a predictive model for estimating an increase in oil production in the first year after the event was constructed using the method of linear discriminant analysis. At the wells of the training and test samples, an estimate was made of the error in predicting an increase in oil production in the first year after the event, then the calculation error was compared with the forecast error in the hydrodynamic model. The result of the study is a developed method for determining the total additional production from radial drilling technology.

Кочнев Александр Александрович – инженер (тел.: +007 342 233 64 14, e-mail: sashakoch93@gmail.com). Контактное лицо для переписки.

Галкин Сергей Владиславович – доктор геолого-минералогических наук, профессор, декан горно-нефтяного факультета (тел.: +007 342 219 80 00, e-mail: doc_galkin@mail.ru).

Aleksandr A. Kochnev – Engineer (tel.: +007 342 233 64 14, e-mail: sashakoch93@gmail.com).

Sergey V. Galkin (Author ID in Scopus: 36711675500) – Doctor of Geology and Mineralogy, Professor, Dean of the Department of Mining and Oil (tel.: +007 342 219 80 00, e-mail: doc_galkin@mail.ru). The contact person for correspondence.

Введение

В структуре остаточных извлекаемых запасов нефти Пермского края на турне-фаменские карбонатные залежи сегодня приходится основная их доля – 44 % (222,7 из 506,2 млн т нефти). Разработка данных залежей в платформенной части Пермского края ведется более чем на 130 эксплуатационных объектах, при этом более 80 % залежей приурочены только к турнейским отложениям. В дальнейшем для упрощения все турне-фаменские залежи территории исследования в статье обозначаются как пласт Т. Принятые при подсчете запасов нефти для залежей пласта Т проницаемости находятся в широком диапазоне значений – от 3 до 676 мД, вязкости пластовой нефти – от 0,8 до 87 мПа·с.

Характеристика турнейских коллекторов месторождений Пермского края

Коллекторы пласта Т для платформенной части территории Пермского края представлены преимущественно органогенно-детритовыми, мелко-обломочными и комковато-водорослевыми известняками. Керновый материал из нефтенасыщенной части геологического разреза исследован, в том числе методом рентгеновской томографии, позволяющим визуализировать структуру порового пространства горных пород [1–3]. В карбонатных коллекторах метод рентгеновской томографии ядра позволяет с высокой разрешающей способностью визуализировать кавернозность и трещиноватость горных пород [4–7]. Проведенный анализ кернового материала в комплексе с гидродинамическими исследованиями скважин (ГДИ) по методике, изложенной в работах [8, 9], показал, что турнейские коллекторы в платформенной части Пермского края преимущественно относятся к поровому (гранулярному) типу. Присутствие трещиноватости для данных эксплуатационных объектов в целом нетипично.

Изучение кернов показывает, что открытая пористость (K_n) турнейских коллекторов находится в широком диапазоне (от 8 до 19 %) при среднем значении 12 %. Малопористые коллекторы ($K_n < 12\%$) в основном относятся к гранулярному типу (рис. 1, а), у более пористых емкостное пространство также представлено кавернами выщелачивания (см. рис. 1, б).

Коллекторы турнейских отложений характеризуются высокой неоднородностью геоло-

гического разреза, малыми толщинами и, как следствие, невысокой производительностью скважин. Промысловый опыт показывает, что на всех стадиях разработки нефтяных месторождений проницаемость призабойной зоны пласта (ПЗП) ухудшается за счет уплотнения пород, повышения водонасыщенности с последующим снижением фазовой проницаемости для нефти, выпадения солей и образования парафина [10]. В таких условиях для карбонатных коллекторов наиболее экономически эффективны такие малозатратные геолого-технические мероприятия (ГТМ), как солянокислотные обработки (СКО) и радиальное бурение (РБ) [11].

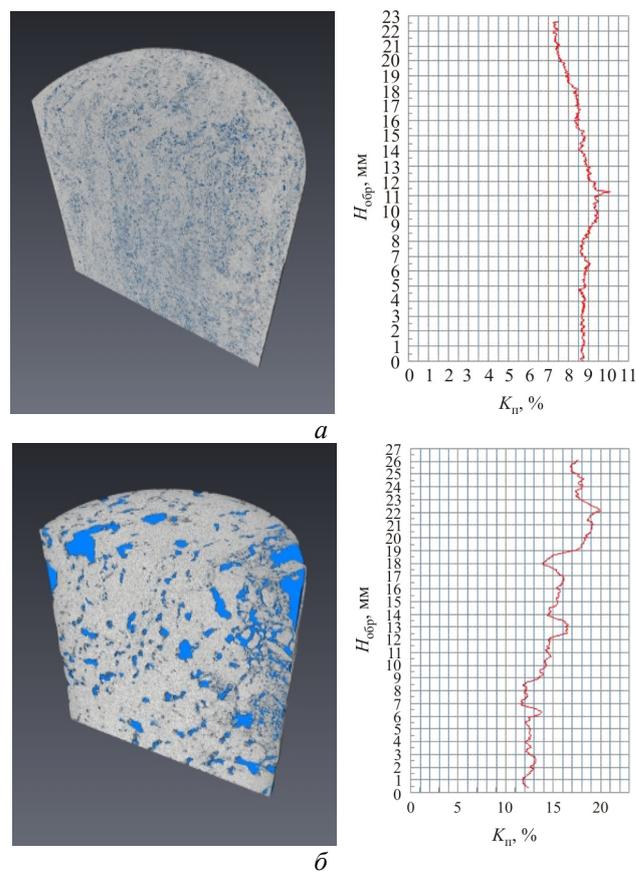


Рис. 1. Структура емкостного пространства турнейских коллекторов порового (а) и кавернозно-порового (б) типов по данным рентгеновской томографии ядра

СКО является одним из наиболее распространенных в карбонатных коллекторах ГТМ для восстановления и повышения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта, что приводит к увеличению производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин [12]. Под технологией РБ в данном случае понимается бурение горизонтальных радиальных каналов

малого диаметра с помощью гидромониторной насадки. Длина каналов не превышает 100 м, а количество, как правило, от 2 до 4. Принято считать, что технология РБ не только повышает производительность скважин, но и вовлекает в разработку недраемые ранее запасы, соответственно увеличивая охват пласта процессом вытеснения [13, 14].

Сравнение эффективности кислотных обработок ПЗП и технологии радиального бурения

В ходе работы проведено сравнение технологической эффективности СКО и РБ для турнейских эксплуатационных объектов Пермского края. Результаты применения СКО на карбонатных объектах в Пермском крае приведены в работе [15], обобщение международного опыта – в работах [16–20]. В зарубежной литературе большое внимание при оценке эффективности СКО уделяется составу пород – карбонатности, содержанию глинистых частиц, типу цемента, а также структуре порового пространства [18–20].

В табл. 1 представлены результаты сравнения эффективности методов СКО и РБ для турнейских карбонатных объектов месторождений Пермского края. Количество скважин, которые участвовали в анализе: СКО – 148 шт., РБ – 115 шт.

Сравнение проведено с помощью t -критерия Стьюдента. В табл. 1 отражены средние значения показателей эффективности (для СКО и РБ соответственно), значения t -критерия и достигаемый уровень значимости p . По рассмотренным показателям для турнейских объектов эффективность технологии РБ статистически значимо ($p < 0,05$) превышает эффективность СКО.

Таким образом, технологический эффект от РБ варьируется в широких пределах и прежде всего зависит от геолого-технологических условий реализации метода. Вместе с тем к настоящему времени формализованные критерии эффективности технологии РБ четко не сформулированы [21].

Существует ряд сугубо технических моментов, усложняющих реализацию технологии РБ. Прежде всего, проблемы обусловлены значительными гидродинамическими нагрузками на гидромониторных насадках (до 100 МПа), возникающими за счет высокоскоростных струй (до 400 м/с) промывочной жидкости. При этом в зоне разрушения возникает значительная область

проникновения фильтрата эмульсий с нестационарными реологическими характеристиками [22]. Второй важной технической проблемой является невозможность оперативного контроля направления траектории каналов из-за низкой изгибной жесткости компоновки и различной плотности размываемых пород. В исключительных случаях это может приводить к вскрытию каналами водоносных пластов, что абсолютно недопустимо. Все это указывает на необходимость тщательного подбора скважин, определяющее значение при этом принимает учет геолого-физических характеристик.

Таблица 1

Сравнение эффективности методов РБ и СКО для турнейских эксплуатационных объектов Пермского края

Параметр	СКО, среднее значение	РБ, среднее значение	t	p
Время работы с технологическим эффектом, сут	883,7	1144,1	-1,94	0,05
Средняя суточная дополнительная добыча, т/сут	2,3	3,3	-4,02	Менее 0,01
Накопленная дополнительная добыча нефти, т	2781,7	4473,2	-2,63	Менее 0,01

Разработка статистических моделей прогноза эффективности технологии РБ для турнейских объектов месторождений Пермского края

Для турнейских объектов ввиду их трещиноватости характерны значительные приросты в первый год после мероприятия. Однако в процессе эксплуатации в связи с падением давления наблюдается явление «схлопывания» трещин, что ведет к резкому снижению эффекта [23–26]. В отечественной и зарубежной литературе при анализе карбонатных резервуаров большое внимание отводится влиянию трещиноватости на эффективность разработки залежей [27–30].

В работе [31] на основе статистического анализа динамики технологического эффекта от РБ построена палетка прогноза. Для данной палетки (рис. 2) скважины разбиты на классы по показателю дополнительной добычи, что позволяет проследить динамику падения эффекта по каждой группе скважин. Соответственно, зная прирост дебита

нефти в первый год, путем экстраполяции можно прогнозировать падение добычи во времени.

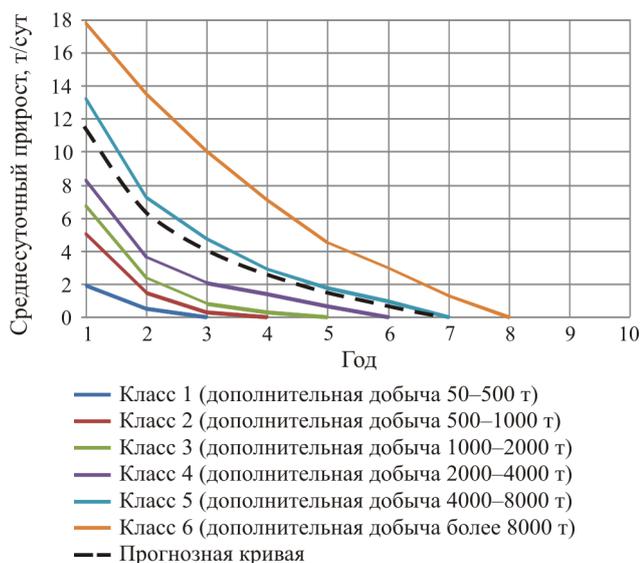


Рис. 2. Палетка оценки технологического эффекта от применения технологии радиального бурения турнейских эксплуатационных объектов [31]

При использовании данной палетки на стадии выбора скважин-кандидатов для технологии РБ необходимо оценить величину прироста дебита нефти в первый год после проведения ГТМ (Δq_n), который является определяющим для динамики добычи во времени.

В настоящее время основным методом прогноза эффективности ГТМ для нефтедобывающих предприятий Пермского края, в том числе и для РБ, является геолого-гидродинамическое моделирование [32–33]. Вместе с тем при построении фильтрационных моделей карбонатных резервуаров весьма сложно учесть влияние трещинной составляющей при фильтрации флюидов, что в большой степени снижает достоверность моделей [34–36].

Применительно к технологии РБ эффективность геолого-гидродинамического моделирования еще более снижается в связи с тем, что стандартному радиальному каналу длиной 100 м в модели будет соответствовать одна или две ячейки. При этом даже эту ячейку модели можно охарактеризовать только субъективным в количественном выражении параметром сообщаемости канала с пластом (ϕ) и параметром скин-фактора (S). Величина ϕ на практике принимается исходя из необходимого дебита жидкости после ГТМ, а значение скин-фактора – по данным ГДИ, достоверные результаты которых есть не для всех скважин. Суммарная

величина погрешностей при реализации такого подхода достаточно велика.

Возможной альтернативой прогноза эффективности ГТМ может быть использование характеристик вытеснения, где проводится экстраполяция технологических параметров с учетом возможного увеличения показателя добычи. Однако в данном случае как минимум не учитывается влияние комплекса геолого-технологических параметров конкретных скважин, что, очевидно, будет для них снижать эффективность ГТМ.

С учетом этого, на взгляд авторов, для оценки эффективности РБ более применимы статистические методы. Их цель на эксплуатационных объектах с реализованной технологией РБ – выявить геолого-технологические показатели, оказывающие наибольшее влияние на эффективность ГТМ. Такой подход позволяет проводить экспресс-анализ эффективности технологии, а построенная на статистической основе прогнозная модель – ранжировать скважины по приоритетности применения РБ [37–40]. В работах [41, 42] описана методология и приведены успешные примеры результатов статистического моделирования при прогнозе эффективности различных ГТМ.

Величина прироста дебита нефти в первый год после РБ (Δq_n) в конечном итоге определяется комплексом геолого-технологических показателей. В качестве метода, позволяющего оценить комплексное статистическое влияние показателей на эффективность ГТМ, выбран линейный дискриминантный анализ (ЛДА). Методические аспекты оценки технологического эффекта ГТМ на основе метода ЛДА рассмотрены в работе [42].

Для реализации ЛДА выбраны скважины, на которых до РБ не проводилась СКО (в течение 15 лет). Статистический анализ по t -критерию Стьюдента показал значимое различие эффективности РБ без предварительной СКО и после нее как по дополнительной добыче нефти (t -критерий = 2,03; p = 0,04), так и для среднесуточного прироста (t -критерий = 2,37; p = 0,02). Для турнейских залежей СКО, проведенные в период 1–15 лет до РБ, в среднем занижают при РБ величину Δq_n на 0,8 т/сут. Ввиду того что предварительные СКО забирают часть потенциальной дополнительной добычи, такие скважины исключались из статистического анализа.

Также из анализа исключены скважины с РБ в новом интервале перфорации, так как прирост в

этом случае в основном получен за счет приобщения к добыче нефти новых продуктивных интервалов разреза. В результате в анализе участвовала 41 скважина, на которой использована технология РБ в действующем интервале перфорации. При этом анализируемые скважины разделены по граничному значению (Δq_n) на классы с более и менее эффективными результатами РБ.

Граничное значение эффективности с учетом геолого-технологических характеристик и диапазона значений полученных приростов принято равным 5,5 т в сутки. В результате в класс менее эффективных ГТМ ($\Delta q_n < 5,5$ т/сут) попали 14 скважин, в класс более эффективных ГТМ ($\Delta q_n > 5,5$ т/сут) – 27 скважин. Сущность ЛДА заключается в нахождении линейных комбинаций признаков, наилучшим образом разделяющих эти два класса.

В результате реализации ЛДА выявлены параметры, оказывающие наибольшее влияние на Δq_n , получена следующая линейная дискриминантная функция (ЛДФ):

$$Z = -0,22q_n + 10,3K_{\text{песч}} - 0,06K_{\text{расч}} - 0,0063\mu_n + 0,176\rho_{\text{кан}} + 0,0056\chi - 0,76h_{\text{пр}} + 0,0013S - 3,41 \text{ при } R = 0,60,$$

где q_n – дебит нефти до мероприятия; $K_{\text{песч}}$ – коэффициент песчаности; μ_n – вязкость нефти; $\rho_{\text{кан}}$ – плотность каналов; χ – пьезопроводность; $h_{\text{пр}}$ – толщина нефтенасыщенного пропластка; S – скин-фактор.

В целом при применении метода ЛДА верно распознаются 25 из 27 объектов (93 %) с приростом ниже 5,5 т/сут и 9 из 14 (64 %) с приростом выше 5,5 т/сут.

В данной ЛДФ на результаты классификации объектов наибольшее влияние оказывают коэффициент песчаности $K_{\text{песч}}$ (стандартизованный коэффициент $R_{st} = 0,90$), пьезопроводность χ ($R_{st} = 0,66$) и дебит нефти до мероприятия q_n ($R_{st} = -0,46$), в меньшей степени – коэффициент расчлененности $K_{\text{расч}}$, вязкость нефти μ , плотность каналов $\rho_{\text{кан}}$, скин-фактор S , удельная толщина нефтенасыщенного пропластка $h_{\text{пр}}$.

Чем выше величина Z в данной ЛДФ, тем больше вероятность успешного проведения ГТМ ($\Delta q_n > 5,5$ т/сут). Для перехода к вероятностной оценке необходимо воспользоваться зависимостью вероятности отнесения к более успешному мероприятию $P(Z)$ от расчетной характеристики Z (рис. 3).

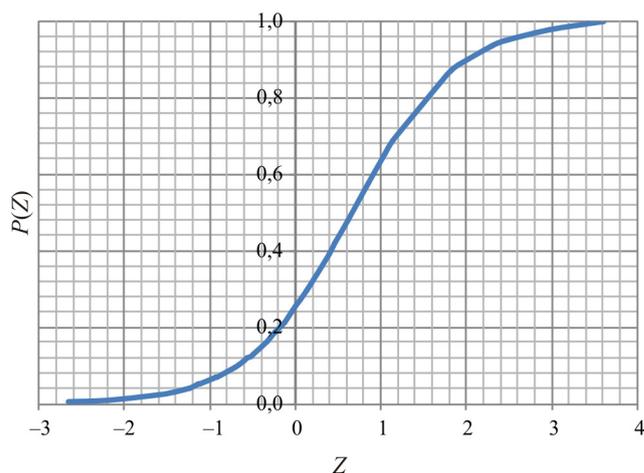


Рис. 3. Вероятностная оценка прироста дебита нефти в первый год по расчетным ЛДФ

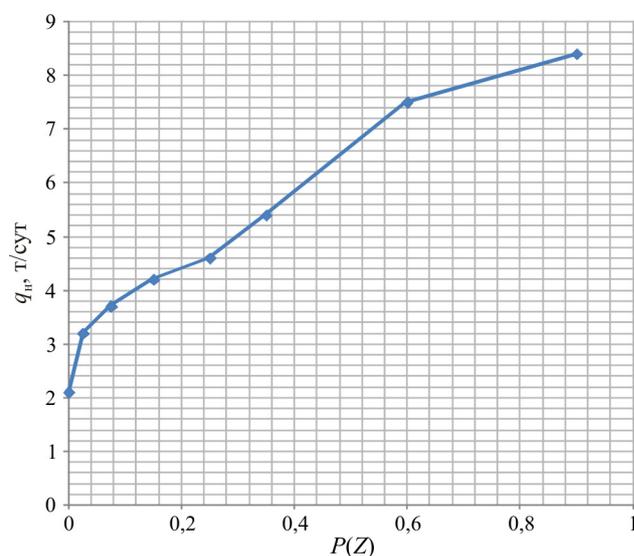


Рис. 4. Зависимость среднесуточного прироста дебита нефти в первый год после РБ от вероятности отнесения к более успешному мероприятию

Рассчитав вероятности для скважин обучающей выборки, необходимо сопоставить их с фактическими приростами дебита нефти. На рис. 4 представлена зависимость Δq_n от вероятностной оценки $P(Z)$, которую можно аппроксимировать следующей линейной функцией:

$$\Delta q_n = 6,2 \cdot P(Z) + 3,216 \text{ при } r = 0,99.$$

На основании зависимости $\Delta q_n = f(P(Z))$ можно прогнозировать среднесуточный прирост в первый год после проведения РБ. В качестве проверки достоверности методики рассчитаны значения Δq_n для обучающей выборки, затем при сравнении с фактическими данными вычислены расчетные погрешности.

На рис. 5, *а* представлен график невязок прогнозных расчетов по методике ЛДА в сравнении с невязками расчетов, выполненных на основе гидродинамических моделей (ГДМ). Сравнение проводилось по скважинам обучающей выборки. В случае применения методики, основанной на ЛДА, диапазон невязок прогноза составляет от $-5,6$ (завышение Δq_n) до $+4,9$ т/сут (занижение Δq_n). При этом больше половины объектов (68 % – 28 скважин) попали в интервал погрешностей от -2 до 2 т/сут. В класс с невязкой более 4 т/сут попало 4 скважины.

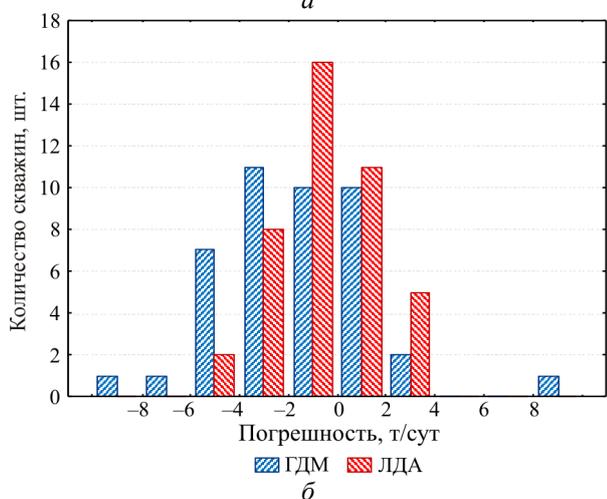
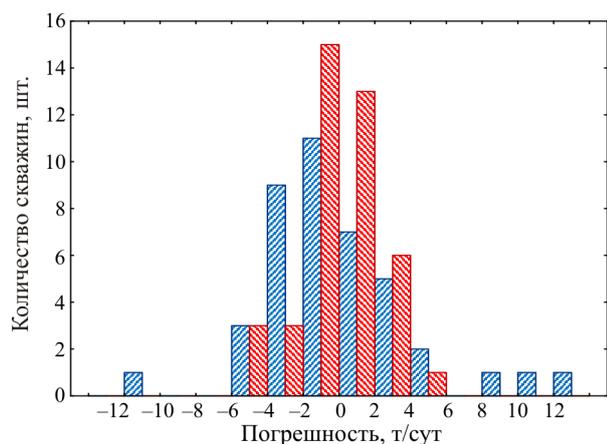


Рис. 5. График невязок прогнозных значений с фактическими данными для обучающей (*а*) и экзаменационной (*б*) выборок. Объект Т

При стандартной применяемой в настоящее время методике (см. рис. 5, *а*), диапазон распределения погрешностей значительно шире – от -10 до $+28$ т/сут, а количество прогнозов с минимальной погрешностью (от -2 до 2 т/сут) значительно меньше 18 скважин (44 %). В интервале невязок более 4 т/сут – 7 объектов (17 % от всех скважин).

В качестве контроля прогнозных результатов дополнительно проведена оценка погрешностей для объектов экзаменационной выборки, где рассчитаны значения Δq_n для скважин, не участвовавших при построении статистической модели. Такими являлись скважины, на которых предварительно перед РБ была проведена СКО. С учетом обоснованной выше для них поправки (0,8 т/сут) фактические данные сравнивались с прогнозными значениями скважин экзаменационной выборки. Результаты невязок фактических и прогнозных значений Δq_n , оцененных по методу ЛДА и на основе расчетов по ГДМ, для экзаменационной выборки представлены на рис. 5, *б*.

По предлагаемой выше методике максимум невязок факта с прогнозом Δq_n (27 скважин) попадает в интервал от -2 до 2 т/сут, а диапазон максимальных невязок составил от -6 до $+4$ т/сут. В класс с невязкой более 2 т/сут попало 15 объектов, при этом только 2 из них находятся в диапазоне невязок более 4 т/сут (см. рис. 5, *б*). Результаты сравнения предлагаемых расчетов по статистической методике ЛДА для объектов пласта Т следует признать очень хорошими.

При сравнении с фактом результатов прогноза по стандартной методике расчета на основе ГДМ диапазон невязок значительно увеличивается (от -20 до $+8$ т/сут), причем прослеживается закономерность завышать проектные дебиты для скважин с ранее проведенной СКО. В интервал минимальных невязок (от -2 до $+2$ т/сут) попадает 20 объектов, что значительно хуже, чем при прогнозе методом ЛДА. Невязки более 4 т/сут соответствуют 10 скважинам (в сравнении с 2 скважинами по методике ЛДА), из которых 3 ГТМ имеют погрешность более 6 т/сут (см. рис. 5, *б*).

Таким образом, проведенное для турнейских коллекторов платформенной части Пермского края сопоставление невязок методик на основе ЛДА и стандартной показывает значительно более высокую эффективность первой. Использование статистического подхода позволяет значительно повысить точность прогноза прироста дебита в первый год после РБ. Полученные прогнозные статистические модели оценки эффективности применения технологии РБ представлены нефтедобывающему предприятию.

Заключение

1. В работе дана характеристика турнейских объектов платформенной части Пермского края. Коллекторы характеризуются высокой неодно-

родностью геологического разреза, малыми толщинами и, как следствие, невысокой производительностью скважин.

2. Проведено сравнение эффективности методов СКО и РБ для турнейских объектов месторождений Пермского края. Установлено, что эффективность технологии РБ значительно выше, чем СКО, что подтверждено статистически.

3. Построен график динамики падения эффекта в зависимости от технологии радиального бурения для турнейских объектов месторождений Пермского края.

4. Проанализированы достоинства и недостатки применения технологии РБ. Одними из главных достоинств являются относительно невысокая стоимость мероприятия, а также в целом удовлетворительные приросты добычи нефти. Основные недостатки – невозможность контроля траектории канала при бурении, а также нестабильный эффект ввиду отсутствия формализованных критериев применимости.

5. Проанализированы методы прогноза эффективности технологии РБ с обоснованием выбранной авторами статистической методики, основанной на использовании ЛДА. Выявлены основные геолого-технологические параметры, влияющие на прирост дебита нефти в первый год после РБ.

6. Построена прогнозная модель оценки прироста дебита нефти в первый год после радиального бурения. Проведено тестирование разработанной методики на скважинах обучающей и экзаменационной выборок. Сделан вывод о более точном прогнозе эффективности применения технологии РБ на основе статистического подхода в сравнении со стандартным методом.

Библиографический список

1. Multiphase flow in porous rock imaged under dynamic flow conditions with fast X-ray computed microtomography / S. Berg, R. Armstrong, H. Ott [et al.] // *Petrophysics*. – 2014. – Vol. 55, № 4. – P. 304–312.

2. X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields / S.V. Galkin, A.A. Efimov, S.N. Krivoshechekov, Ya.V. Savitskiy, S.S. Cherepanov // *Russian Geology and Geophysics*. – 2015. – № 5. – P.782–792. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.04.009

3. X-ray microtomography of hydrochloric acid propagation in carbonate rocks / A.C. Machado,

T.J.L. Oliveira, F.B. Cruz, R.T. Lopes, I. Lima // *Applied Radiation and Isotopes*. – 2015. – Vol. 96. – P. 129–134. DOI: 10.1016/j.apradiso.2014.10.027

4. Numerical simulation and Xray imaging validation of wormhole propagation during acid core-flood experiments in a carbonate gas reservoir / Alireza Safari, Mojtaba Moradi Dowlatabad, Ali Hassani, Fariborz Rashidi // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2016. – Vol. 30. – P. 539–547 DOI: 10.1016/j.jngse.2016.02.036

5. 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. Savitckii, V.I. Galkin // *Ecology, Environment and Conservation*. – 2015. – Vol. 21. – P. 79–85.

6. Опыт исследования керна карбонатных отложений методом рентгеновской томографии / А.А. Ефимов, Я.В. Савицкий, С.В. Галкин, С. Шапиро // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 23–32. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.3

7. Pore-scale characterization of carbonates using X-ray Microtomography / C.H. Arns, F. Bauget, A. Limaye [et al.] // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 2005. – Vol. 10, № 4. – P. 475–484. DOI: 10.2118/90368-PA

8. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // *Нефтяное хозяйство*. – 2014. – № 2. – С. 94–96.

9. Черепанов С.С., Чумаков Г.Н., Галкин С.В. Возможности учета трещиноватости коллекторов при геолого-гидродинамическом моделировании разработки залежей с заводнением пластов // *Нефтепромысловое дело*. – 2016. – № 8. – С. 5–8.

10. Планирование обработки призабойных зон добывающих скважин на месторождении Варадеро (Куба) / В.Н. Гусаков, Л.Е. Каштанова, С.В. Назарова, Е.С. Тюгаева, Г.З. Калимуллина, А.И. Волошин // *Нефтяное хозяйство*. – 2017. – № 12. – С. 126–131. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-12-126-130

11. 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 исследе-*

довательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 15. – С. 81–89. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.9

12. Новокрещенных Д.В., Распопов А.В. Эффективность реализации технологии радиального бурения и матричных кислотных обработок карбонатных коллекторов месторождений Пермского края // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 118–121.

13. Кочнев А.А. Анализ эффективности технологии радиального бурения на примере месторождений Пермского края // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – Пермь, 2017. – № 1. – С. 30–33.

14. Асилбеков Б.К., Жапбасбаев У.К., Кабдулов С.З. Моделирование повышения нефтеотдачи пластов способом радиального бурения // Вестник КБТУ. – 2007. – № 3. – С. 7–13.

15. Мартюшев Д.А. Лабораторные исследования кислотных составов для обработки коллекторов, характеризующихся различной карбонатностью и структурой пустотного пространства горных пород // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 4. – С. 6–12.

16. Wang H., Liao X., Zhao X. Study of tight oil reservoir flow regimes in different treated horizontal well // Journal of the Energy Institute. – 2015. – Vol. 88, iss. 2. – P. 198–204. DOI: 10.1016/j.joei.2014.05.002

17. Effects of acid-rock reaction heat on fluid temperature profile in fracture during acid fracturing in carbonate reservoirs / Jianchun Guo, Huifeng Liu, Yuanqiang Zhu, Yuxuan Liu // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – Vol. 122. – P. 31–37. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.08.016

18. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks / Piyang Liu, Jun Yao, Gary Douglas Couples, Jingsheng Ma, Hai Sun // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – Vol. 154. – P. 284–301. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.04.040

19. Carbonate acidizing: Modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation / M. Ghommem, W. Zhao, S. Dyer, Xiangdong Qiu, D. Brady // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 131. – P. 18–33. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.04.021

20. Snoeck Ch., Pellegrini M. Comparing bioapatite carbonate pre-treatments or isotopic measurements: P. 1. Impact on structure and chemical composition // Chemical Geology. – 2015. – Vol. 417. – P. 394–403. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2015.10.004

21. Павельева О.Н., Попова Ж.С. Анализ эффективности применения усовершенствованной технологии бурения глубоких радиальных каналов на Вахитовском месторождении // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета). – Тюмень, 2016. – С. 112–115.

22. Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Исследование особенностей выработки запасов трещинно-поровых коллекторов с использованием данных гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 102–104. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-102-104

23. Мартюшев Д.А., Илюшин П.Ю. Экспресс-оценка взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами на турнефаменской залежи Озерного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 33–41. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.4

24. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Пузиков В.И. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин сложнопостроенной нефтяной залежи // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 120–122.

25. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.

26. Техника и технология создания сверхглубоких перфорационных каналов / Н.А. Шамов, А.В. Лягов, Д.В. Пантелеев, А.В. Васильев, М.А. Лягова, И.А. Лягов, С.В. Назаров, Е.Г. Асеев // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 131–174.

27. Djebbar T., Erle C. Donaldson petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. – 2nd ed. – Elsevier, 2004. – 889 p.

28. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and

fluid transport properties. – 2nd ed. – Elsevier, 2004. – 889 p.

29. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2013. – № 61. – P. 223–230. DOI: 10.1016/j.ijrmmms.2013.02.012

30. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs // *Soc. Petrol. Eng. J.* – 1963. – Vol. 3, iss. 3. – P. 245–255. DOI: 10.2118/426-PA

31. Кочнев А.А., Зотиков В.И., Галкин С.В. Анализ влияния геолого-технологических показателей на эффективность технологии радиального бурения на примере эксплуатационных объектов Пермского края // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов* – 2018. – Т. 329, № 12. – С. 20–29.

32. The transient pressure behavior model of multiple horizontal wells with complex fracture networks in tight oil reservoir / Zongxiao Ren, Ruifeng Yan, Xing Huang, Wenqiang Liu, Zhan Qu // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 173. – P. 650–665. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.10.029

33. A new semi-analytical model for predicting the performance of horizontal wells completed by inflow control devices in bottom-water reservoirs / Wei Luo, Hai-Tao Li, Yong-Qing Wang, Jun-Chao Wang // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2015. – Vol. 27, part 3. – P. 1328–1339. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.03.001

34. Hamidreza Shahverdi, Mehran Sohrabi. A mechanistic model for prediction of three-phase flow in petroleum reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 157. – P. 507–518. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.06.073

35. Nonlinearity and solution techniques in reservoir simulation: A review / Pulok Kanti Deb, Farhana Akter, Syed Ahmad Imtiaz, M. Enamul Hossain // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 46. – P. 845–864. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.07.031

36. Segmentally variable density perforation optimization model for horizontal wells in heterogeneous reservoirs / Wei Pang, Dechun Chen, Zhongping Zhang, Lifu Jiang, Bing Wang // *Petroleum Exploration and Development*. – 2012. – Vol. 39, iss. 2. – P. 230–238. DOI: 10.1016/S1876-3804(12)60036-6

37. A new and simple model for the prediction of horizontal well productivity in gas condensate reservoirs / P. Ghahri, M. Jamiolahmadi, E. Alatefi,

D. Wilkinson, H. Hamidi // *Fuel*. – 2018. – Vol. 223. – P. 431–450. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.02.022

38. Khan R.A., Awotunde A.A. Determination of vertical/horizontal well type from generalized field development optimization // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 162. – P. 652–665. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.10.083

39. Dowlatabad M.M., Jamiolahmady M. New approach for predicting multiple fractured horizontal wells performance in tight reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 162. – P. 233–243. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.040

40. Modelling and statistical analysis of high viscosity oil/air slug flow characteristics in a small diameter horizontal pipe / G. Losi, D. Arnone, S. Corra, P. Poesio // *Chemical Engineering Science*. – 2016. – Vol. 148. – P. 190–202. DOI: 10.1016/j.ces.2016.04.005

41. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2016. – № 19. – С. 145–154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5

42. 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.

References

1. Berg S., Armstrong R., Ott H. et al. Multiphase flow in porous rock imaged under dynamic flow conditions with fast X-ray computed microtomography. *Petrophysics*, 2014, vol. 55, no.4, pp.304-312.

2. Galkin S.V., Efimov A.A., Krivoshechekov S.N., Savitskiy Ya.V., Cherepanov S.S. X-ray tomography in petrophysical studies of core samples from oil and gas fields. *Russian Geology and Geophysics*, 2015, no.5, pp.782-792. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.04.009

3. Machado A.C., Oliveira T.J.L., Cruz F.B., Lopes R.T., Lima I. X-ray microtomography of hydrochloric acid propagation in carbonate rocks. *Applied Radiation and Isotopes*, 2015, vol.96, pp.129-134. DOI: 10.1016/j.apradiso.2014.10.027

4. Alireza Safari, Mojtaba Moradi Dowlatabad, Ali Hassani, Fariborz Rashidi Numerical simulation

and X-ray imaging validation of wormhole propagation during acid core-flood experiments in a carbonate gas reservoir. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol.30, pp.539-547. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.02.036

5. Efimov A.A., Galkin S.V., Savitskii Ia.V., Galkin V.I. Estimation of heterogeneity of oil & gas field carbonate reservoirs by means of computer simulation of core x-ray tomography data. *Ecology, Environment and Conservation*, 2015, vol.21, pp.79-85.

6. Efimov A.A., Savitskii Ia.V., Galkin S.V., Shapiro S. Experience of study of core from carbonate deposits by X-ray tomography. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2016, vol.15, no.18, pp.23-32. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.3

7. Arns C.H., Bauguet F., Limaye A. et al. Pore-scale characterization of carbonates using X-ray microtomography. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2005, vol.10, no.4, pp.475-484. DOI: 10.2118/90368-PA

8. Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. Opredelenie parametrov treshchinovatosti porod na osnove kompleksnogo analiza dannykh izucheniia kerna, gidrodinamicheskikh i geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Determination of rock fracturing parameters based on a comprehensive analysis of core study data, hydrodynamic and geophysical well surveys]. *Oil industry*, 2014, no.2, pp.94-96.

9. Cherepanov S.S., Chumakov G.N., Galkin S.V. Vozmozhnosti ucheta treshchinovatosti kollektorov pri geologo-gidrodinamicheskom modelirovanii razrabotki zalezhei s zavodneniem plastov [Possibilities for taking into account reservoir fracture during geological and hydrodynamic modeling of reservoir development with water-flooding]. *Oilfield engineering*, 2016, no.8, pp.5-8.

10. Gusakov V.N., Kashtanova L.E., Nazarova S.V., Tiugaeva E.S., Kalimullina G.Z., Voloshin A.I. Planirovanie obrabotki prizaboinykh zon dobyvaiushchikh skvazhin na mestorozhdenii Varadero (Kuba) [Planning for treatment of bottom-hole zones of production wells in the Varadero field (Cuba)]. *Oil industry*, 2017, no.12, pp.126-131. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-12-126-130

11. Iliushin P.Iu., Rakhimzianov R.M., Solov'ev D.Iu., Kolychev I.Iu. Analysis of well intervention aimed at oil production enhancement in the Perm krai's fields. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2015, vol.14, no.15, pp.81-89. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.9

12. Novokreshchennykh D.V., Raspopov A.V. effektivnost realizatsii tekhnologii radialnogo bureniia i

matrichnykh kislotnykh obrabotok karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii Permskogo kraia [Efficiency of the implementation of radial drilling technology and matrix acid treatments of carbonate reservoirs of Perm Territory deposits]. *Oil industry*, 2016, no.4, pp.118-121.

13. Kochnev A.A. Analiz effektivnosti tekhnologii radialnogo bureniia na primere mestorozhdenii Permskogo kraia [Analysis of the effectiveness of radial drilling technology as an example of deposits in the Perm region]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*. Perm, 2017, no.1, pp.30-33.

14. Asilbekov B.K., Zhapbasbaev U.K., Kabdulov S.Z. Modelirovanie povysheniia nefteotdachi plastov sposobom radialnogo bureniia [Modeling enhanced oil recovery by radial drilling]. *Vestnik KBTU*, 2007, no.3, pp.7-13.

15. Martiushev D.A. Laboratornye issledovaniia kislotnykh sostavov dlia obrabotki kollektorov, kharakterizuiushchikhsia razlichnoi karbonatnostiu i strukturoi pustotnogo prostranstva gornykh porod [Laboratory studies of acid compositions for treating reservoirs characterized by various carbonates and the structure of the void space of rocks]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2018, vol.329, no.4, pp.6-12.

16. Wang H., Liao X., Zhao X. Study of tight oil reservoir flow regimes in different treated horizontal well. *Journal of the Energy Institute*, 2015, vol.88, iss.2, pp.198-204. DOI: 10.1016/j.joei.2014.05.002

17. Jianchun Guo, Huifeng Liu, Yuanqiang Zhu, Yuxuan Liu Effects of acid-rock reaction heat on fluid temperature profile in fracture during acid fracturing in carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014, vol.122, pp.31-37. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.08.016

18. Piyang Liu, Jun Yao, Gary Douglas Couples, Jingsheng Ma, Hai Sun. Modeling and simulation of wormhole formation during acidization of fractured carbonate rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol.154, pp.284-301. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.04.040

19. Ghommem M., Zhao W., Dyer S., Qiu X., Brady D. Carbonate acidizing: Modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol.131, pp.18-33. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.04.021

20. Snoeck Ch., Pellegrini M. Comparing bioapatite carbonate pre-treatments or isotopic measurements. Part 1. Impact on structure and chemical composition. *Chemical Geology*, 2015, vol.417, pp.394-403. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2015.10.004

21. Paveleva O.N., Popova Zh.S. Analiz effektivnosti primeneniia usovershenstvovannoi tekhnologii bureniia glubokikh radialnykh kanalov na Vakhitovskom mestorozhdenii [Analysis of the effectiveness of the application of advanced technology for drilling deep radial channels at the Vakhitovsky field]. *Geologiya i neftegazonosnost Zapadno-Sibirskogo megabasseina (opyt, innovatsii). Materialy desiatoi mezhdunarodnoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii (posviashchennoi 60-letiiu Tiimenskogo industrialnogo universiteta)*. Tiumen, 2016, pp.112-115.
22. Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Issledovanie osobennosti vyrabotki zapasov treshchinoporovykh kollektorov s ispolzovaniem dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin [Study of the features of the development of reserves of crack-pore reservoirs using data from hydrodynamic studies of wells]. *Oil industry*, 2017, no.10, pp.102-104. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-102-104
23. Martiushev D.A., Iliushin P.Iu. Express assessment of the interaction between the production and injection wells in the Tournaisian-Famennian deposits of Ozernoe field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2016, vol.15, no.18, pp.33-41. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.4
24. Mordvinov V.A., Martiushev D.A., Puzikov V.I. Otsenka vliianiia estestvennoi treshchinovatosti kollektora na dinamiku produktivnosti dobyvaiushchikh skvazhin slozhnoprostroennoi neftianoi zalezhi [Assessment of the effect of natural fracturing of the reservoir on the dynamics of the productivity of producing wells of a complex oil reservoir]. *Oil industry*, 2014, no.11, pp.120-122.
25. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Otsenka filtratsionno-emkostnykh svoystv treshchinovatykh karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii preduralskogo kraevogo progiba [Assessment of the filtration-capacitive properties of fractured carbonate reservoirs of deposits of the Ural marginal deflection]. *Oil industry*, 2013, no.3, pp.62-65.
26. Shamov N.A., Liagov A.V., Panteleev D.V., Vasilev A.V., Liagova M.A., Liagov I.A., Nazarov S.V., Aseev E.G. Tekhnika i tekhnologiia sozdaniia sverkhglubokikh perforatsionnykh kanalov [Technique and technology for creating ultra-deep perforation channels]. *Neftegazovoe delo*, 2012 no.2, pp.131-174.
27. Djebbar T., Erle C. Donaldson petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd ed. Elsevier, 2004, 889 p.
28. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd ed. Elsevier, 2004, 889 p.
29. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2013, no.61, pp.223-230. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2013.02.012
30. Warren J.E., Root P.J. The behavior of naturally fractured reservoirs. *Soc. Petrol. Eng. J.*, 1963, vol.3, iss.3, pp.245-255. DOI: 10.2118/426-PA
31. Kochnev A.A., Zotikov V.I., Galkin S.V. Analiz vliianiia geologo-tekhnologicheskikh pokazatelei na effektivnost tekhnologii radialnogo bureniia na primere ekspluatatsionnykh obektov Permskogo kraia [Analysis of the influence of geological and technological indicators on the effectiveness of radial drilling technology by the example of operational facilities in the Perm Territory]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2018, vol.329, no.12, pp.20-29.
32. Zongxiao Ren, Ruifeng Yan, Xing Huang, Wenqiang Liu, Zhan Qu. The transient pressure behavior model of multiple horizontal wells with complex fracture networks in tight oil reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol.173, pp.650-665. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.10.029
33. Wei Luo, Hai-Tao Li, Yong-Qing Wang, Jun-Chao Wang. A new semi-analytical model for predicting the performance of horizontal wells completed by inflow control devices in bottom-water reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, vol.27, part 3, pp.1328-1339. DOI: 10.1016/j.jngse.2015.03.001
34. Hamidreza Shahverdi, Mehran Sohrabi. A mechanistic model for prediction of three-phase flow in petroleum reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol.157, pp.507-518. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.06.073
35. Pulok Kanti Deb, Farhana Akter, Syed Ahmad Imtiaz, M. Enamul Hossain. Nonlinearity and solution techniques in reservoir simulation: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, vol.46, pp.845-864. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.07.031
36. Wei Pang, Dechun Chen, Zhongping Zhang, Lifu Jiang, Bing Wang. Segmentally variable density perforation optimization model for horizontal wells in heterogeneous reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, vol.39, iss.2, pp.230-238. DOI: 10.1016/S1876-3804(12)60036-6

37. Ghahri P., Jamiolahmadi M., Alatefi E., Wilkinson D., Hamidi H. A new and simple model for the prediction of horizontal well productivity in gas condensate reservoirs. *Fuel*, 2018, vol.223, pp.431-450. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.02.022

38. Khan R.A., Awotunde A.A. Determination of vertical/horizontal well type from generalized field development optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol.162, pp.652-665. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.10.083

39. Dowlatabad M.M., Jamiolahmady M. New approach for predicting multiple fractured horizontal wells performance in tight reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol.162, pp.233-243. DOI: 10.1016/j.petrol.2017.12.040

40. Losi G., Arnone D., Corraera S., Poesio P. Modelling and statistical analysis of high viscosity

oil/air slug flow characteristics in a small diameter horizontal pipe. *Chemical Engineering Science*, 2016, vol.148, pp.190-202. DOI: 10.1016/j.ces.2016.04.005

41. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2016, no.19, pp.145-154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5

42. Chumakov G.N., Zotikov V.I., Kolychev I.Iu., Galkin S.V. Analiz effektivnosti primeneniia tsiklicheskoj zakachki zhidkosti na mestorozhdeniiah s razlichnymi geologo-tehnologicheskimi usloviiami [Analysis of the effectiveness of the use of cyclic fluid injection in fields with various geological and technological conditions]. *Oil industry*, 2014, no.9, pp.96-99.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Кочнев А.А., Галкин С.В. Прогнозная оценка эффективности технологии радиального бурения для турнейских эксплуатационных объектов платформенной части Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №3. – С.263–274. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.6

Please cite this article in English as:

Kochnev A.A., Galkin S.V. Forecast assessment of efficiency of radial drilling technology for Tournesian operating objects of the platform part of the Perm region. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol.19, no.3, pp.263-274. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.6