

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.141-152>

EDN LQLLUB

УДК 338.45:622.276

Возможности управления фондом скважин на основе оценки рентабельности на примере одного из крупных месторождений

Уфимцева М.Н.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Possibilities of well stock management based on cost-benefit assessment using the example of one of large fields

M.N. Ufimtseva

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: mnufimtseva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В рамках работы рассмотрены возможности оптимизации существующих подходов по работе с низкорентабельным фондом для стабилизации добычи и доходов на зрелых месторождениях.

Остановка нерентабельных скважин имеет важное значение для экономии ресурсов и оптимизации добычи. Это позволяет сосредоточить усилия и ресурсы на более продуктивных скважинах. Появление условно-рентабельных и нерентабельных скважин может происходить по различным причинам, включая низкую производительность и высокие затраты на поддержание работы. Кроме того, остановка нерентабельных скважин может быть необходима не только с экономической точки зрения, но и из-за соблюдения норм законодательства.

Ключевые слова: фонд скважин, нефтегазоконденсатное месторождение, нерентабельные скважины, условно-рентабельные скважины, остановка скважин, газо-нефтяные залежи, поддержание уровней добычи, низкорентабельный фонд

Для цитирования: Уфимцева М.Н. Возможности управления фондом скважин на основе оценки рентабельности на примере одного из крупных месторождений // Нефтяная провинция.-2023.-№4(36).- С. 141-152. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.141-152>. - EDN LQLLUB

Abstract. This paper presents possibilities to optimize existing operations on marginal well stock in order to stabilize production and profits from mature fields.

Shut down of marginal wells is significant to resources saving and production optimization. It allows to focus efforts and resources on more productive wells. Emergence of subeconomic and marginal wells can be attributed to various reasons including low productivity and high operation costs. Moreover, shut down of marginal wells could be necessary not only due to economic reasons but to legal reasons as well.

Keywords: *well stock, oil, gas and condensate field, marginal well, subeconomic well, well shut down, oil and gas reservoirs, stabilization of production, stock of marginal wells*

For citation: M.N. Ufimtseva *Vozmozhnosti upravleniya fondom skvazhin na osnove otsenki rentabel'nosti na primere odnogo iz krupnykh mestorozhdeniy* [Possibilities of well stock management based on cost-benefit assessment using the example of one of large fields]. *Neftyanaya Provintsiya*, No. 4(36), 2023. pp.141-152. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.141-152>. EDN LQLLUB (in Russian)

Введение

На сегодняшний день текущее состояние нефтегазодобычи в России характеризуется ростом обводненности до 99 % и наличием большого объема простаивающего фонда скважин. Также отмечается рост доли трудно-извлекаемых запасов. Как следствие, финансовая устойчивость в значительной степени зависит от эффективного использования фонда скважин.

Что такое нерентабельный фонд и какие могут быть причины его появления? Под нерентабельным фондом (НФ), понимаются скважины, по которым налоги и условно-переменные затраты превышают доход, получаемый от добычи. К условно-рентабельному фонду относятся добывающие скважины, по которым налоги и условно-переменные затраты не превышают доход, получаемый от добычи нефти и газа.

Во время разработки месторождений эксплуатация части скважин НФ - малодебитных высокообводненных является экономически не выгодной. В тоже время, часть рентабельных добывающих скважин нередко длительное время простаивает, ожидая ремонта, что снижает эффективность деятельности добывающего предприятия.

Как следствие, решающим фактором при организации рациональной системы разработки является выбор оптимальной динамики эксплуатации скважин во времени, что, в результате, сводится к определению целесообразности дальнейшей эксплуатации каждой скважины [1].

В представленной работе рассматривается крупное нефтегазоконденсатное месторождение Западной Сибири, расположенное в ХМАО-Югре Тюменской области. Промышленная разработка актива осуществляется с начала 1970-х гг. В настоящее время месторождение находится на 4-й стадии и характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции (более 95 %). На текущий момент зафиксировано более 600 скважин нерентабельного фонда (НФ) (6% от общего числа добывающих скважин). Если рассмотреть динамику, максимальное количество скважин НФ было зафиксировано в августе 2022 года – 991 скважина (13 % от общего числа добывающих скважин). Такая ситуация складывается из-за ухудшений экономических макропараметров (МП), которые ежемесячно изменяются (Рис. 1).

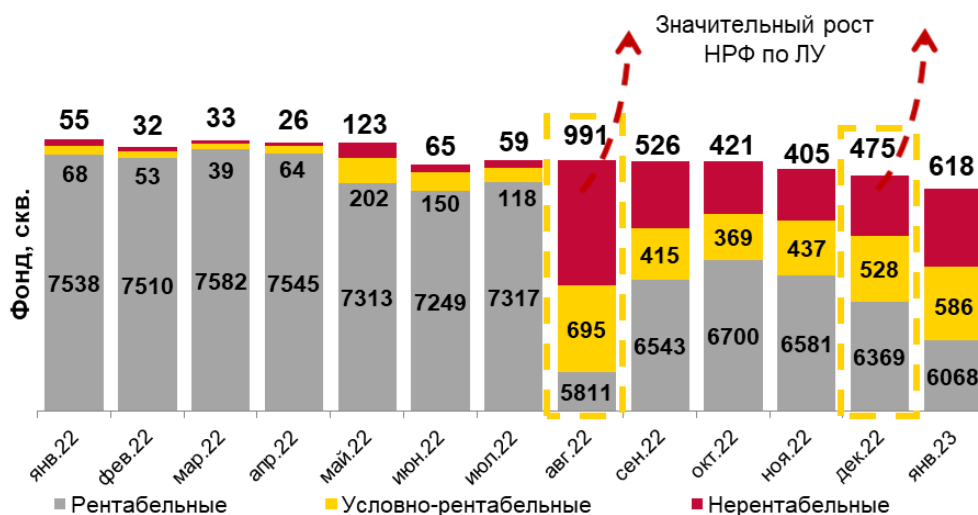


Рис. 1. Распределение фонда дающего продукцию по рентабельности

Учитывая изменяющуюся экономическую ситуацию, было принято решение рассмотреть с практической точки зрения возможность влияния на количество нерентабельных скважин. Таким образом, целью работы яв-

ляется оптимизация существующих подходов по работе с низкорентабельным фондом для стабилизации добычи и доходов на зрелых месторождениях.

Основная часть

Учитывая общие принципы оптимизации нерентабельного фонда, скважины, которые не несут административных и технологических рисков, подлежат отключению. Данный порядок не учитывает ухудшение экономических макропараметров и возможные затраты при остановке нерентабельных скважин с последующим запуском после нормализации экономической обстановки.

Первостепенной задачей было установить, как макропараметры в течение рассматриваемого периода могут изменяться, и как это изменение будет влиять на экономическую модель скважины. Проведенный анализ исторических изменений на примере одной из скважин показал, что, в среднем макропараметры в течение последних трех лет изменялись в диапазоне от 10 до 50 %. В августе 2022 года была зафиксирована минимальная разница между стоимостью 1 т нефти и ставкой НДС (Рис. 2), а по новым макропараметрам в январе этого года, скважина становится нерентабельной. Поэтому скважину необходимо остановить, и, при улучшении экономической конъюнктуры, вновь ввести в разработку, но, чтобы остановить и при запуске выйти на остановочные параметры, нужно затратить минимум 3 млн усл. ед. Именно поэтому поднимается вопрос о ее рентабельности.

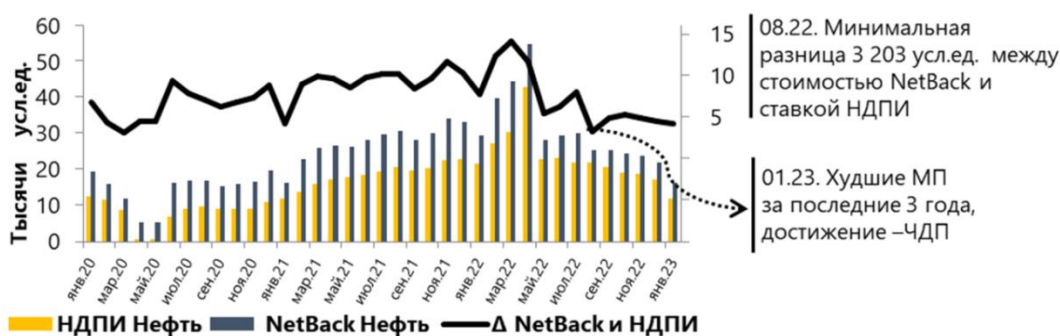


Рис. 2. Изменение экономических макропараметров в период 2020-2023 год

Дополнительно следует учитывать факт того, чтобы отключение скважин исключительно по экономическим параметрам не привело к потерям по добыче. Сейчас для минимизации потерь предлагается проводить ежемесячную экономическую оценку, сравнивая ежемесячный денежный поток по каждой скважине с затратами на остановку и запуск, но данный подход проигрывает в экономической эффективности [2].

Алгоритм работы с НФ в соответствии с действующими подходами:

1. Оценка рентабельности действующего фонда в текущем месяце.
2. Отсутствие технологических и административных рисков.
3. Отключение скважин.

Минусы данного алгоритма: не учитывается стоимость остановки и последующего запуска, а так же не учитывается возможный эффект накопления отрицательного денежного потока.

Для оценки рентабельности скважин предлагается проводить комплексную оценку скважин, подлежащих отключению. Необходимо оценивать маргинальные скважины (малодебитные и скважины с высокой обводненностью (более 98 %)).

В первую очередь был проведен анализ влияния остановок на запускные параметры скважин. На рис. 3 приведены результаты анализа по скважинам с недостижением запускных параметров после остановки.

По результатам оценки за 2022 год скважины не выходят на свои технологические режимы после запуска (отмечается снижение Q_n на 33 %, Q_j на 4 % от остановочных параметров и рост обводненности на 0,3 %), несут большие потери по нефти и жидкости, при этом отмечается рост обводненности.

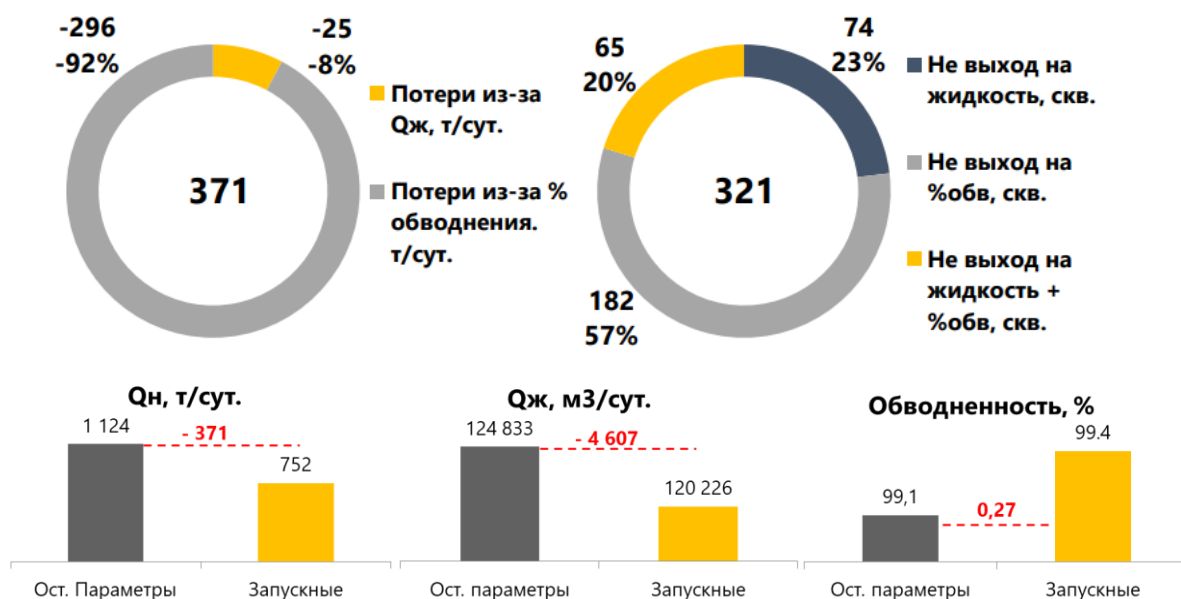


Рис. 3. Анализ влияния остановок на запускные параметры

Вторым шагом явилась оценка влияния макропараметров на выбытие скважин. Большая периодичность рассмотрения при оценке работы скважин может привести к увеличению убытков, получаемых от скважин [3]. В качестве примера расчета взята скважина № 1 рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения. Для оценки были проведены экономические расчеты для представленной скважины, текущие параметры за исторический период $Q_n - 3,7$ т/сут, обводненность 99 %, чистый денежный поток (ЧДП): -191 тыс. усл. ед. В течение последних трех лет МП изменялись в диапазоне от - 50 до 50 %. В январе 2023 года скважина становится не рентабельной в связи с ухудшением МП (Рис.4), поэтому встает вопрос, нужно ли отключать скважину, которая достигла отрицательного ЧДП в связи с ухудшением МП в первый месяц?

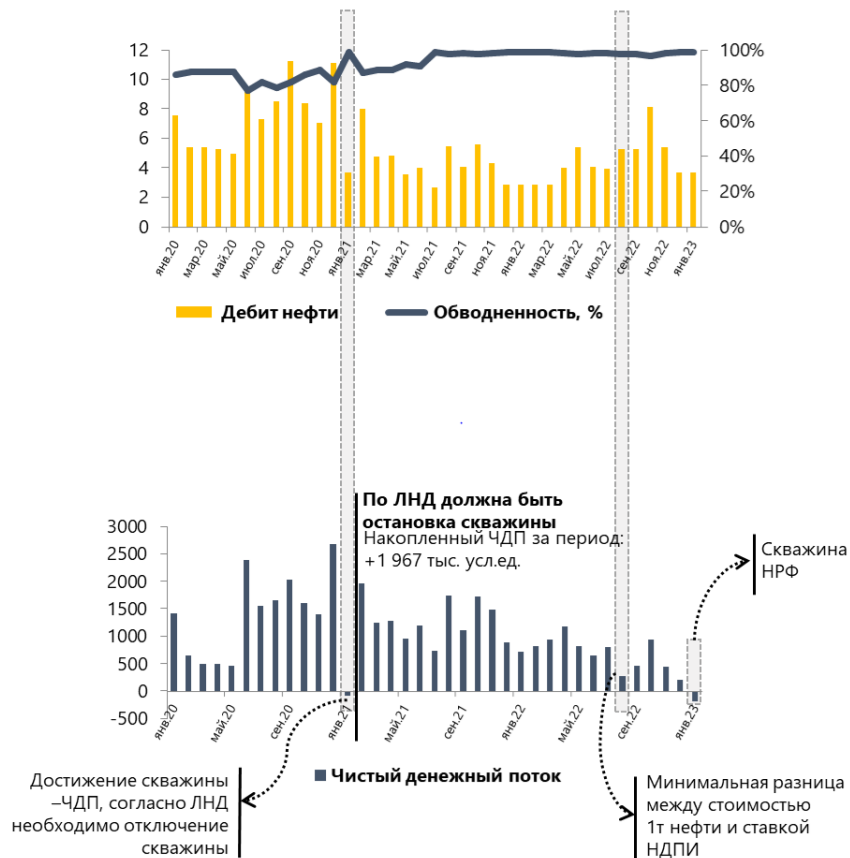


Рис. 4. Влияние макропараметров на выбытие скважин на примере экономической модели скважины № 1

Предлагаемый подход

В ходе работы был проведен ретроспективный анализ ~ 300 тыс. скважино-расчетов в экономических моделях за прошедшие три года всех добывающих продукцию скважин. По итогу анализа была выявлена зависимость, если скважина, генерируя в течение 6 месяцев отрицательный денежный поток или отрицательный денежный поток в размере 1,5 млн. усл. ед., то следует, что данная скважина никогда не выходит в положительную динамику. Затраты на остановку этой скважины превысят ее денежный поток, который она сможет сгенерировать, поэтому выгоднее будет ее отключить и больше не вводить в разработку.

Предлагаемый алгоритм работы с НФ:

1. Оценка рентабельности действующего фонда в текущем месяце.
2. Отсутствие технологических и административных рисков.

3. Отключение скважин.

Плюсы данного алгоритма: учитывается стоимость останковки и последующего запуска, а так же учитывается возможный эффект накопления отрицательного денежного потока.

На первом этапе оценки, были выявлены скважины, которые относятся к малодобитным и высокообводненным. Для этих скважин были определены – пределы значений маржинальности - пороговые значения обводненности и дебита нефти по скважине, которые определяются на основе средних значений с отрицательным денежным потоком.

Второй этап оценки включал в себя ретроспективный анализ исторической добычи на месторождении и анализ работы скважин, в ходе работы были установлены пороговые значения, при которых скважины не выйдут в положительную накопленную динамику.

Все расчеты были проведены в подготовленных экономических моделях, с учетом изменяющихся каждый месяц макропараметров.

Критерии для останковки скважин:

1. 6 месяцев - средний установленный период работы скважины с отрицательным ЧДП, после которого скважины на непродолжительный период выходили в условно-рентабельный фонд при улучшении МП и вновь начинали генерировать отрицательный ЧДП.

2. -1.5 млн. усл. ед. - сумма накопленного отрицательного ЧДП, при котором нет выхода в положительный период (Рис. 5).



Рис. 5. Статистика распределения скважин, генерирующих суммарно отрицательный ЧДП, тыс. усл. ед. за 2020-2022 год

Проведенные расчеты показывают, что при достижении накопленного отрицательного ЧДП 1,5 млн. усл. ед., превышающего затраты на запуск (1,5 млн. усл. ед.), дальнейшие действия со скважиной будут приносить лишь убытки и скважину рекомендуется останавливать (т.к. при дальнейшей ее эксплуатации возможно большая генерация убытков, чем ее остановка (1,5 млн. усл. ед.) (Рис. 6).

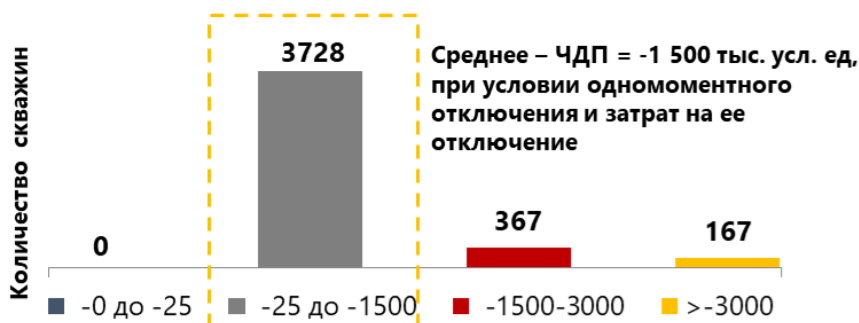


Рис. 6. Статистика распределения скважин, генерирующих отрицательный ЧДП, тыс. усл. ед. за 2020-2022 годы

Третий этап включал в себя расчет экономических моделей по четырем сценариям: базовый, расчет в действующих предпосылках, факт, проект (Рис. 7). Первый базовый, в котором не предусмотрены остановки скважин, второй – сценарий, когда нерентабельные скважины отключаются на следующий месяц после фиксирования первого отрицательного значения ЧДП, третий сценарий факт – это исторический расчет, отключение скважин согласно МЭР. Четвертый сценарий – вариант к внедрению, скважины отключаются при достижении одного из критериев (6 месяцев генерации отрицательного ЧДП или сумму отрицательного накопленного ЧДП 1,5 млн. усл. ед.).

Базовый сценарий представляет собой исторический расчет данных. Во втором, третьем и четвертом сценарии в расчетах учитывались затраты на остановки скважин и их дальнейший ввод (1,5 – 3 млн. усл. ед.). Во втором сценарии был произведен расчет в действующих предпосылках. Отмечаются потери по добычи нефти и жидкости, а также не учитывается изме-

нение макропараметров, что приводит к увеличению затрат на последующие запуски скважин. Дополнительно не учитываются скважины, которые по каким-то техническим причинам после остановки и ввода не смогут выйти на остановочный режим, когда они вновь станут рентабельными. Третий сценарий работы добывающего предприятия (фактические данные) направлен на минимизацию потерь по добыче нефти и жидкости. Поэтому ежемесячно по каждой скважине сравнивается ее отрицательный денежный поток, если он меньше затрат на остановку, значит скважина остается в работе, если превысил, то скважина отключается. Но в данном случае не учитывается эффект накопления отрицательного денежного потока. Предлагаемый вариант направлен на то, чтобы учесть какое количество скважина сможет сгенерировать отрицательного денежного потока, чтобы в какой-то момент накопленный денежный поток не превысил затрат на ее отключение, чтобы нести меньше убытков. Как можно отметить, потери добычи будут не существенными на фоне отрицательного денежного потока (Рис. 7).

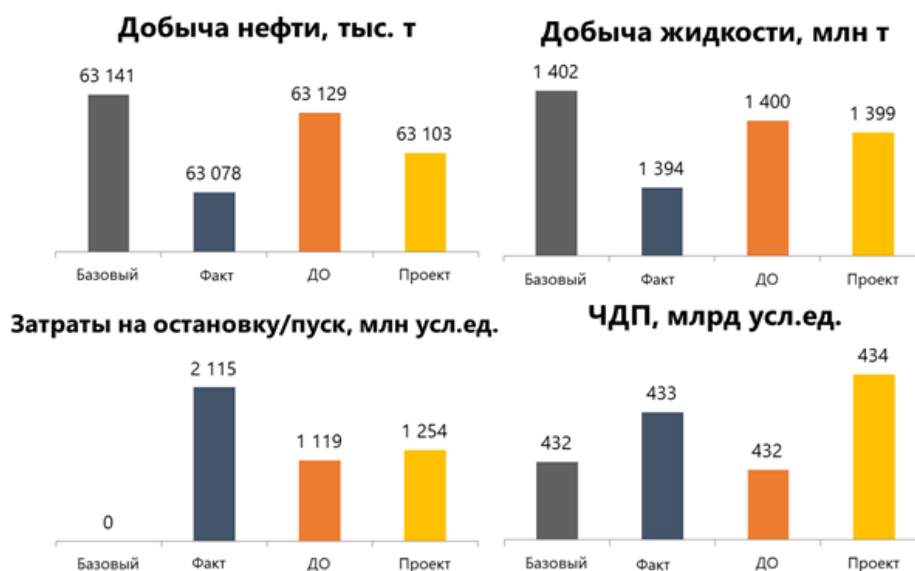


Рис. 7. Сравнение результатов расчета по месторождению в целом

Результаты работы

1. Установлены граничные критерии работы скважин с отрицательным ЧДП для последующей остановки. Средний установленный период работы скважины 6 месяцев и сумма отрицательного ЧДП 1,5 млн. усл. ед.

2. Проведенные расчеты показывают, что при достижении накопленного отрицательного ЧДП 1,5 млн. усл. ед., превышающего затраты на запуск скважины, дальнейшие действия со скважиной будут приносить только убытки, поэтому скважину рекомендуется останавливать (т.к. дальнейшая ее эксплуатация принесет больше убытков, чем ее остановка).

3. Возможность прогнозирования выбытия добывающих скважин.

Список литературы

1. Гамилова Д. А. Управление фондом скважин на основе комплексной оценки эффективности их эксплуатации [Электронный ресурс]: электрон. науч. журн. / Нефтегазовое дело. - Электрон. журн. - Уфа 2007.
2. Андреев А.Ф., Дунаев В.Ф., Зубарева В.Д. и др. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности. – М., 1997.
3. Волгин В.А., Михайлов А.Г., Дьяченко О.И. Особенности методического подхода к оценке эффективности работы фонда скважин и повышения его рентабельности // Территория Нефтегаз. 2010. №11.

References

1. Gamilova D.A. Upravlenie fondom skvazhin na osnove kompleksnoi otsenki effektivnosti ikh ekspluatatsii [Well stock management based on complex assessment of its operation efficiency]. Neftegazovoe delo [Oil and Gas Business], Ufa, 2007, No. 1. (in Russian)
2. Andreev A.F., Dunaev V.F., Zubareva V.D., et al. Osnovy proektnogo analiza v neftyanoi i gazovoi promyshlennosti [Fundamentals of project analysis in oil and gas industry]. Moscow, Nedra Publ., 1997, 341 p. (in Russian)
3. Volgin V.A., Mikhailov A.G., Dyachenko O.I. Osobennosti metodicheskogo podkhoda k otsenke effektivnosti raboty fonda skvazhin i povysheniya ego rentabelnosti [Characteristics of methodological approach to operation efficiency assessment of well stock and improvement of its economics]. Territoriya Neftegaz [Oil and gas territory]. 2010, No. 11, pp 62-69. (in Russian)

Сведения об авторах

Уфимцева Мария Николаевна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: mnufimtseva@tnnc.rosneft.ru

Authors

M.N. Ufimtseva, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: mnufimtseva@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 23.09.2023

Принята к публикации 20.12.2023

Опубликована 30.12.2023