

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.239-251>

EDN FOMKZU

УДК 622.276.66

**Методика автоматизированного выбора скважин-кандидатов
для гидравлического разрыва пласта на месторождениях
ООО «Харампурнефтегаз»**

Синицына Т.И., Галеев А.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

**Methodology of automated selection of well candidates for
hydraulic fracturing at Kharampurneftegaz fields**

T.I. Sinitsyna, A.A. Galeev

LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

Email: tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru

Аннотация.

Введение. Создание методик автоматизированного поиска скважин-кандидатов для геолого-технических мероприятий становится популярным направлением среди специалистов по разработке нефтяных и газовых месторождений. Такие методики позволяют определить четкие правила (критерии) оценки потенциала внедрения геолого-технических мероприятий на тех или иных объектах разработки и сократить трудозатраты профильных специалистов.

Целью работы является создание методики и заложение ее в программный продукт по автоматизированному выбору скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пласта в условиях разрабатываемых объектов ООО «Харампурнефтегаз».

Материалы и методы. Работа разделена на две части: статистический анализ ретроспективных данных (вся история геолого-технических мероприятий на объекте исследования) и оценка потенциала гидравлического разрыва пласта на будущий период разработки объекта. Первая часть работы основана на применении методов математической статистики. Далее по полученным в результате математического анализа данным подготовлен программный продукт на базе Microsoft Excel с использованием Visual Basic for Applications (VBA), который позволяет оценить потенциал скважин объекта разработки к внедрению такого геолого-технологического мероприятия, как гидравлический разрыв пласта.

Результаты. Проведенный статистический анализ ретроспективных данных по месторождениям позволил определить критерии оценки потенциала скважин для гидравлического разрыва пласта. С помощью программного продукта подготовлен рейтинг скважин для поведения ГТМ-ГРП, сокращены трудозатраты профильных специалистов на выбор скважин-кандидатов.

Заключение. Использование методик автоматизированного поиска скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пласта подтверждено на практике в условиях объектов, разрабатываемых ООО «Харампурнефтегаз». Целью дальнейшего исследования является подготовка аналогичной методики для других видов геолого-технических мероприятий, применяемых на рассматриваемых месторождениях.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, автоматизированный поиск скважин-кандидатов, критерии выбора скважин для гидравлического разрыва пласта

Для цитирования: Синицына Т.И., Галеев А.А. Методика автоматизированного выбора кандидатов для гидравлического разрыва пласта на месторождениях ООО «Харампурнефтегаз»//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.239-251. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.239-251>. - EDN FOMKZU

Abstract.

Introduction. Creating methods for automated search of well candidates for well interventions is becoming popular among reservoir engineers. Such methods allow to define clear rules (criteria) for assessing the well intervention potential at certain development targets and reduce the labor costs of subject matter experts.

The **purpose** of the study is to create a software product for automated selection of well candidates for hydraulic fracturing in the conditions of reservoirs developed by Kharampurneftegaz.

Materials and Methods. The study is fundamentally divided into two parts: running a statistical analysis of historical data (the entire history of well interventions at the studied target) and assessing the potential of hydraulic fracturing for the future development period of the target. The first part is based on mathematical statistics methods. Further, based on the mathematical analysis data, a software product based on Microsoft Excel using Visual Basic for Applications (VBA) was created which allows to assess the potential of hydraulic fracturing in the wells of the development target.

Results. The statistical analysis of field historical data allowed to determine the criteria for assessing the potential of wells for hydraulic fracturing. The created software product made it possible to reduce the labor costs of subject matter experts for selecting well candidates.

Conclusion. The use of automated selection of well candidates for hydraulic fracturing has been confirmed in the field in the conditions of reservoirs developed by Kharampurneftegaz. The purpose of further research is to create a similar methodology for other types of well interventions applied in the fields in question.

Key words: *well interventions, automated selection of well candidates, criteria for selecting wells for hydraulic fracturing*

For citation: T.I. Sinitsyna, A.A. Galeev. Metodika avtomatizirovannogo vybora kandidatov dlya gidravlicheskogo razryva plasta na mestorozhdeniyakh OOO «Kharampurneftegaz». [Methodology of automated selection of well candidates for hydraulic fracturing at Kharampurneftegaz fields]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(32), 2022. pp. 239-251. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.239-251>. EDN FOMKZU (in Russian)

Введение

Формирование полного потенциала объекта разработки к внедрению геолого-технических мероприятий (ГТМ) – это инструмент планирования уровней добычи нефтяных месторождений. Такое видение картины в целом дает понимание о наличии или отсутствии необходимости поиска новых технологий для поддержания или роста уровней добычи с целью достижения конечного коэффициента извлечения нефти. Для качественного планирования видов и объемов ГТМ необходим системный подход к их поиску, обоснованию и расчету плановых технологических параметров.

Поскважинный геолого-промысловый анализ текущей разработки объектов не дает полного представления о потенциале внедрения того или иного ГТМ, поэтому в работе предложен и описан иной подход к формированию такого рейтинга на примере месторождений, разрабатываемых OOO «Харампурнефтегаз».

Основная часть

В настоящее время существует несколько методов, позволяющих оценивать и прогнозировать эффективность ГТМ: гидродинамическое моделирование, геолого-промысловый анализ, статистический прогноз, машинное обучение, однако у каждого из них есть свои недостатки и допущения [1].

На сегодняшний день одним из распространенных методов прогноза ГТМ является их математическое моделирование на гидродинамической модели [2]. К достоинствам данного метода относится возможность ком-

плексной оценки ГТМ в условиях взаимного влияния всех скважин на процесс добычи нефти, а также учет геологических особенностей пласта.

При оценке недостатков гидродинамического моделирования важно учитывать субъективность адаптации модели и способа моделирования ГТМ, что значительно сказывается на прогнозных характеристиках модели [3]. Помимо этого, к недостаткам гидродинамического моделирования можно отнести большие затраты времени и высокую стоимость работ, что в большей мере определяет необходимость его использования в основном для проектирования высокочрезвычайных ГТМ, таких как уплотняющее бурение новых и вторых стволов. Ввиду вышеперечисленных ограничений, гидродинамическую модель в области ГТМ чаще всего применяют для расчета прогнозных добычных показателей по скважинам.

Если говорить о следующем методе подбора и обоснования скважин-кандидатов для ГТМ – геолого-промысловом анализе, можно отметить, что он субъективен и трудозатратен. Но данный метод анализа не требует дополнительных компетенций сотрудников в области гидродинамического моделирования, математической статистики и навыков программирования. Данный метод можно назвать классическим подходом к поиску и обоснованию скважин-кандидатов на ГТМ и применяется повсеместно. На текущий момент специалисты ищут пути ухода от данного вида анализа и делают шаги к автоматизации процесса.

Особого внимания требуют методы статистического прогноза и машинного обучения особенно в настоящий момент, когда развитие цифровых технологий обеспечивает значительный потенциал для их применения в нефтегазовой отрасли.

Для создания и успешного внедрения такого типа инструментов необходимо проведение ретроспективных и статистических анализов, показывающих значимость воздействия изучаемых геолого-технологических факторов на зависимую переменную, в данном случае, на объем дополни-

тельной добычи нефти в расчетном периоде, и определение критериев их применимости в оцифрованном виде. Целью анализа является извлечение максимального количества объективной информации о влиянии изучаемых факторов на интересующий показатель - зависимую переменную. На собранной статистической информации проводится статистическая обработка. Применение статистических методов обеспечивает прогнозирование технико-экономических параметров, количество скважин для ГТМ, принятие верных решений по типу ГТМ и проч. не на основе интуиции, а при помощи научного изучения и выявления закономерностей в накапливаемых массивах числовой информации за прошлый период проведения аналогичных мероприятий.

Различают два типа обработки данных: ручной статистический прогноз и автоматический. При ручном статистическом анализе проводится оценка данных, определяются зависимые категории данных и проводится выделение зависимых переменных, после чего формируется список критериев. Автоматическими же называют методы, представляющие из себя вычислительную систему, основанную на стандартных ручных методах анализа. В обоих методах, как автоматизированного анализа, так и ручного, существуют свои преимущества и недостатки.

Проблемы ручного анализа заключаются в высоких трудовых и временных затратах на выделение граничных значений используемых данных, ручной поиск и анализ “выбросов” и поиск метода анализа данных. Вторым значительным недостатком является субъективность автора анализа.

К преимуществам такого подхода к анализу данных можно отнести открытость и предсказуемость системы, а так же обучаемость зависимостей с учетом экспертных знаний автора.

К автоматическому прогнозу или, как его называют в других источниках машинному обучению, относятся различные методы, такие как: нейронные сети, деревья решений, алгоритм случайного леса. Среди пре-

имущества методов машинного обучения для специалистов, проектирующих ГТМ, можно отметить: точность, автоматизация, скорость, возможность настройки, масштабируемость [4]. Основными же недостатками являются: отсутствие четких алгоритмов прогнозирования, отсутствие физического обоснования, низкая интерпретируемость полученных результатов [5].

Учитывая все преимущества и недостатки существующих методов, в работе предложен метод оценки потенциала применения гидравлического разрыва пласта (ГРП) для объекта Ю1 Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения. Данный метод основан на регрессионном анализе ретроспективных данных с использованием алгоритмов машинного обучения. Обучающая выборка представлена накопительной базой данных проведенных ГРП за весь период разработки рассматриваемого объекта. Важной задачей при формировании обучающей выборки является качественная проверка исходной информации.

В первой части работы проводится комплекс работ по статистическому анализу данных, выполненному на базе Microsoft Excel с использованием Visual Basic for Applications (VBA). Разработанный инструмент позволяет в автоматическом режиме провести оценку ретроспективных данных и выявить зависимость эффективности проведения ГТМ от заданного набора параметров. На основе построенных зависимостей формируется рейтинг перспективных ГТМ. Ниже приведена подробная информация по работе модуля ретроспективного анализа.

Перед запуском расчёта необходимо определить список влияющих параметров ($X_1, X_2 \dots, X_n$) и основной критерий оценки эффективности ГТМ (Y), для которого будут построены зависимости. Так, например, для ГТМ-ГРП Харампурского месторождения главным критерием эффективности является «Удельный прирост q_n после ГРП, т/сут/м», а параметрами, которые влияют на данный критерий: текущее пластовое давле-

ние (Рпл, атм), текущие извлекаемые запасы (ТИЗ, тыс.т), расстояние до фронта нагнетаемой воды (ФНВ, м) и проч. Таким образом, задача состоит в построении модели множественной линейной регрессии.

По заданному набору влияющих параметров производится загрузка данных из базы ГТМ и построение графиков зависимостей (Рис. 1, 2).

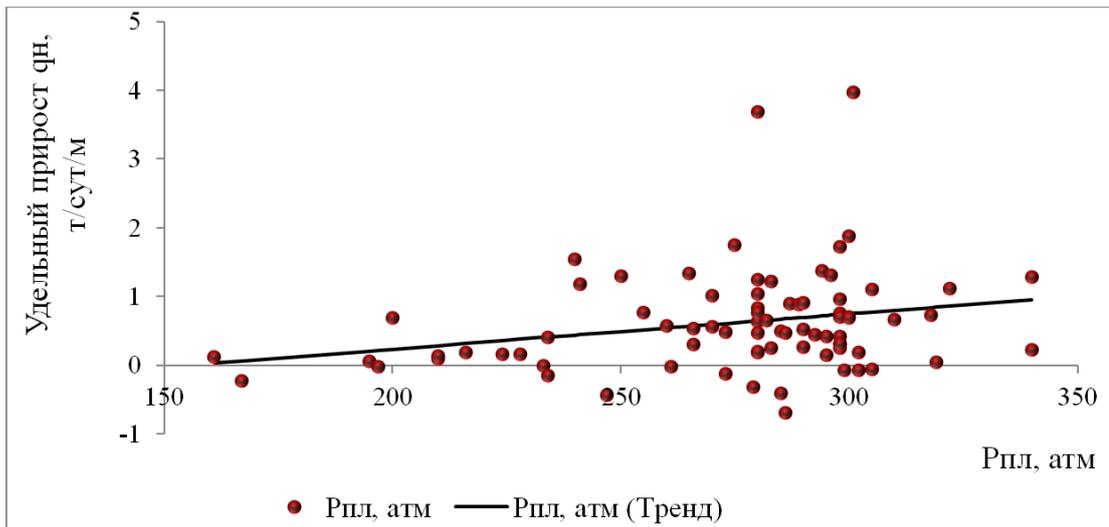


Рис. 1. Зависимость удельного прироста дебита нефти от значения пластового давления на дату проведения ГТМ

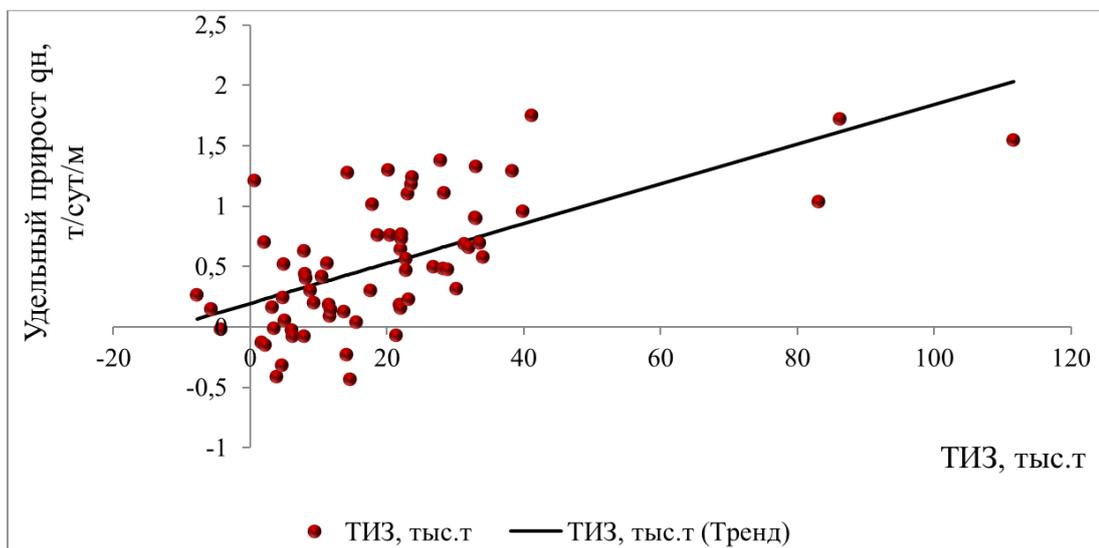


Рис. 2. Зависимость удельного прироста дебита нефти от значения текущих извлекаемых запасов на дату проведения ГТМ

С учетом построенных зависимостей, в базе ГТМ рассчитываются множители для каждого значения параметра X . Множитель описывает влияние данного параметра на критерий оценки эффективности ГТМ Y и

может принимать значения от нуля до единицы. Ноль, в данном случае, соответствует наименьшему значению Y в выборке, а единица – наибольшему. Соответственно, чем больше множитель, тем большую эффективность по историческим данным имели геолого-технические мероприятия при соответствующем параметре X .

Далее для каждой скважины в базе ГТМ вычисляется сумма произведений множителей и весов:

$$S_i = k(1) * w(1) + k(2) * w(2) \dots + k(n) * w(n)$$

где:

S – сумма произведений множителей и весов;

i – порядковый номер скважины в базе ГТМ;

k – множитель;

w – вес.

На данном этапе вес каждого параметра w приравнивается к единице.

Далее находим тестовый комплексный коэффициент K_{total} :

$$K_{total} i = (S_i - \frac{MIN}{S}) / (\frac{MAX}{S} - \frac{MIN}{S})$$

Комплексный коэффициент является общим показателем потенциальной эффективности ГТМ, который учитывает вклад всех влияющих параметров. Комплексный коэффициент изменяется в диапазоне от 0 до 1, где 0 – это наименьшая потенциальная эффективность, 1 – наибольшая потенциальная эффективность, соответственно.

На заключительном этапе осуществляется подбор весов w , в результате чего пересчитываются значения тестового комплексного коэффициента по каждой скважине. Подбор весов осуществляется до тех пор, пока не получится явно растущий график зависимости выбранного критерия эффективности (в данном случае – это «Удельный прирост q_n , т/сут/м») от комплексного коэффициента K_{total} , а распределение скважин по количеству в группе будет нормальным. Так, на рис. 3 и в табл. 1 приведен ре-

зультат подбора весов для двух параметров: «ГИЗ, тыс.т» и «Рпл, атм» (веса 0,97 д.ед и 0,79 д.ед, соответственно).

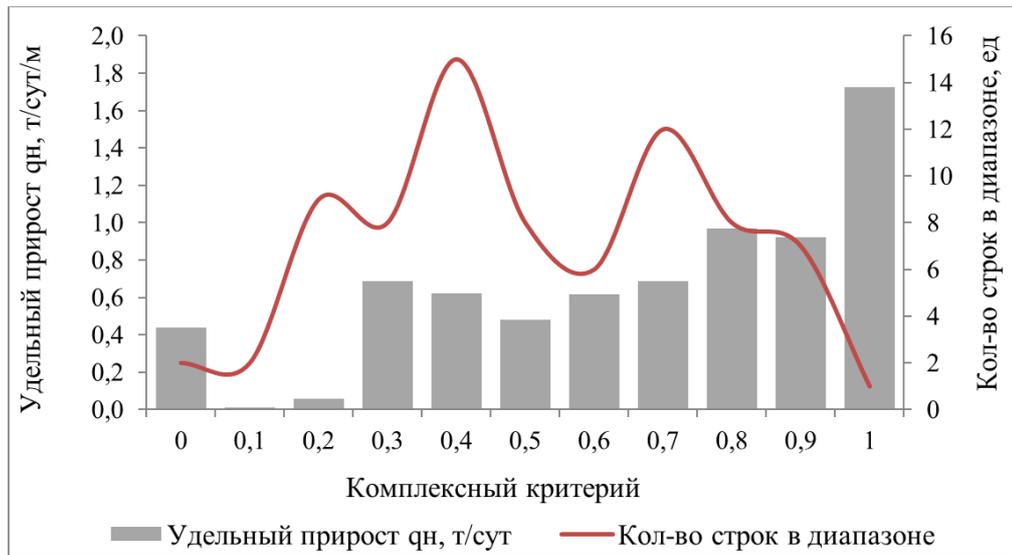


Рис. 3. Подбор весов вклада каждого параметра в эффективность ГТМ

Таблица 1

Влияющий параметр	Значения								Ограничения и веса	
									min	max
ГИЗ, тыс.т	-7,8	9,3	26,3	43,4	60,4	77,5	94,5	111,6	0,0	42,0
Удельный прирост qн, т/сут/м	0,1	0,3	0,6	0,9	1,2	1,5	1,8	2,0	0,2	0,89
Множитель	0,0	0,2	0,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	вес	0,97
Рпл, атм	161,0	186,6	212,1	237,7	263,3	288,9	314,4	340,0	195,0	340,0
Удельный прирост qн, т/сут/м	0,0	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,8	1,0	0,2	1,0
Множитель	0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	0,6	0,8	1,0	вес	0,79

Таким образом, по результату расчета получены зависимости выбранного критерия эффективности ГТМ от влияющих параметров, а также веса, характеризующие вклад каждого параметра в итоговый комплексный коэффициент.

Первая часть работы по статистическому анализу ретроспективных данных считается завершенной. С учетом полученных данных проводится вторая часть работы - оценка потенциала гидравлического разрыва пласта на будущий период разработки объекта.

Во второй части работы формируется база данных всего фонда скважин с актуальными значениями влияющих параметров, участвовавших в ретроспективном анализе ГТМ. Важной задачей является автоматизация этого процесса, в особенности, при наличии 2 и более анализируемых пластов или пропластков. В данной работе формирование и актуализация базы данных происходит в автоматическом режиме с разделением по каждому пластопересечению. Источником является корпоративная база данных ПО РН-КИН.

Далее, в сформированной базе данных производится расчет итогового комплексного коэффициента по каждой скважине с учетом подобранных весов.

По результату расчета скважины ранжируются от «лучшей» к «худшей» (от 1 до 0, соответственно). На основании данного рейтинга определяется потенциальная эффективность скважин к определенному виду ГТМ.

В третьей завершающей части работы проводится технико-экономическая оценка скважин, чей итоговый комплексный коэффициент больше 0. Расчет планируемых технологических параметров (коэффициента продуктивности, потенциального забойного давления, дебита жидкости, условий на приеме насоса и т.д.) проводится в соответствии с принятыми для объекта разработки методами. При выборе исходных данных для расчета учитываются, в том числе, средние показатели по окружающим скважинам (пластовое давление, обводненность и т.д.).

Расчет планируемой глубины спуска насоса и потенциального забойного давления производится с учетом данных инклинометрии, конструкции скважины и максимального содержания свободного газа на приеме насоса.

Описанная в работе методика применима для всех объектов разработки и всех типов выполняемых ГТМ. Потенциалом для авторов статьи является тиражирование подхода на другие сопровождаемые объекты разработки других месторождений. Существенным же ограничением для

внедрения методики является отсутствие статистической информации по ГТМ отдельно взятых месторождений.

Результаты работ

В рамках данной работы разработана и апробирована методика подбора скважин-кандидатов для ГРП. Основу методики составляет статистический анализ ретроспективных данных, позволяющий выявить зависимость эффективности ГТМ от ряда влияющих параметров. С учетом полученной зависимости, рассчитывается комплексный коэффициент по актуальным значениям геолого-технических параметров скважины на дату формирования рейтинга.

Итоговый рейтинг скважин-кандидатов ранжируется по комплексному коэффициенту от большего к меньшему, затем производится расчет технико-экономических параметров. Помимо формирования методического подхода к ранжированию скважин-кандидатов, создан программный продукт значительно сокращающий время работы специалистов. Данный инструмент опробован в условиях пласта Ю1 Харампурского месторождения. По результату опробования выделено более 20 скважин-кандидатов для проведения ГРП. Данные скважины в настоящий момент планируются к проведению мероприятий ГРП.

Выводы

Описанная методика к оценке потенциала внедрения геолого-технических мероприятий признана эффективной и опробована на пласте Ю1 Харампурского месторождения. Помимо ранжирования скважин, данная методика позволяет получить комплексное представление о разрабатываемом объекте в части критериев, влияющих на эффективность проводимых ГТМ. Сопутствующим эффектом использования данного инструмента можно признать сокращение трудозатрат профильных специалистов на подбор скважин-кандидатов для ГТМ.

Список литературы

1. Кочнев А.А., Козырев Н.Д., Кочнева О.Е., Галкин С.В. (2020). Разработка комплексной методики прогноза эффективности геолого-технических мероприятий на основе алгоритмов машинного обучения. Георесурсы, 22(3), с. 79–86.;
2. Кравченко М.Н., Диева Н.Н., Лишук А.Н., Мурадов А.В., Вершинин В.Е. (2018). Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на низкопроницаемые керогеносодержащие коллекторы. Георесурсы, 20(3), с. 178–185.;
3. Olenchikov D., Kruglikova L. (2008). Hydrodynamic Simulation Of Predicted Options Of Field Development. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/117408-MS>;
4. Булат Магизов, Татьяна Топалова, Аллександр Орлов ООО Тюменский нефтяной научный центр; Олег Лознюк, Евгений Симон, ПАО НК «Роснефть»; Всеволод Крупеев, Дмитрий Шахов, Шлюмберже SPE-196922-RU. Автоматизированный выбор оптимального расположения бокового ствола путем проведения многовариантного анализа на основании численного моделирования. Пример применения на газовом месторождении. Доклад для презентации на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 22-24 октября, 2019, Москва, Россия.;
5. Пичугин О.Н., Прокофьева Ю.З., Александров Д.М. (2013). Деревья решений как эффективный метод анализа и прогнозирования. Нефтепромысловое дело, 11.

References

1. Kochnev A.A., Kozyrev N.D., Kochneva O.E., Galkin S.V. *Razrabotka kompleksnoj metodiki prognoza effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriyatij na osnove algoritmov mashinnogo obucheniya*. [Development of integral forecasting technique for well intervention efficiency based on machine learning algorithm]. Georesources, 2020, No.22 (3), pp.79-86 (in Russian)
2. Kravchenko M.N., Dieva N.N., Lishchuk A.N., Muradov A.V., Vershinin V.E. *Gidrodinamicheskoe modelirovanie termohimicheskogo vozdejstviya na nizkopronicaemye kerogenosoderzhashchie kollektory* [Dynamic simulation of thermochemical stimulation of low-permeability reservoirs containing kerogens]. Georesources, 2020, No.20(3), pp. 178-185 (in Russian)
3. Olenchikov D., Kruglikova L. (2008). Hydrodynamic Simulation Of Predicted Options Of Field Development. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/117408-MS>
4. Magizov B., Topalova T., Orlov A., Loznuyk O., Simon E., Krupeev V., Shakhov D. *Avtomatizirovannyj vybor optimalnogo raspolozheniya bokovogo stvola putem provedeniya mnogovariantnogo analiza na osnovanii chislennogo modelirovaniya. Primer primeneniya na gazovom mestorozhdenii*. [Automated selection of best side-track location through multi-path analysis based on numerical simulation. Case study for gas field]. Russian Oil and Gas Technical SPE Conference, 22-24 October, 2019, Moscow. (in Russian)
5. Pichugin O.N., Prokofieva U.Z., Alexandrov D.M. Application of decision trees as an efficient method of analysis and prediction. *Neftepromyslovoye Delo* [Oilfield Engineering]. 2013, No.11 (in Russian)

Сведения об авторах

Синицына Татьяна Ивановна, начальник управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

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

E-mail: tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru

Галеев Айрат Алмазович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

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

E-mail: aagaleev@tnnc.rosneft.ru

Authors

T.I. Sinitsyna, Head of department, Tyumen Petroleum Research Center

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

E-mail: tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru

A.A. Galeev, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center

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

E-mail: aagaleev@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 15.11.2022

Принята к публикации 19.12.2022

Опубликована 30.12.2022