

DOI 10.25689/NP.2019.2.138-150

УДК 622.276.1/4.038.001

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-
ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ В НЕОДНОРОДНЫХ
КОЛЛЕКТОРАХ НИЖНЕМЕЛОВОГО КОМПЛЕКСА
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕГРЕССИОННЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ**

Мифтахтдинова А.Р., Чудинова Д.Ю.

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

**PREDICTING THE EFFECTIVENESS OF GEOLOGICAL AND
ENGINEERING OPERATIONS IN HETEROGENEOUS RESERVOIRS
OF LOWER CRETACEOUS COMPLEXES USING REGRESSION
RELATIONSHIPS**

Miftakhtdinova A.R., Chudinova D.Yu.

FSBEI HE «Ufa state petroleum technological university»

E-mail: ya.alvinkoy@yandex.ru, miracle77@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается реализация выполнения регрессионного анализа на одном из эксплуатационных объектов нижнемелового комплекса. При помощи статистического анализа, реализована система адресного подбора скважин-кандидатов для проведения геолого-технологических мероприятий, оценена эффективность выбранных методов воздействия на пласт. Данный подход позволяет минимизировать убытки нефтегазодобывающих предприятий при прогнозировании геолого-технических мероприятий (ГТМ), путем выбора скважины для конкретного объекта с характеристикой удовлетворяющей полученной в ходе вычислений регрессионной модели. С помощью статистического моделирования, была подсчитана продолжительность эффекта от ГТМ, а также удельный технологический эффект.

Объект исследования находится в Когалымском регионе, расположенном на северных окончаниях Сургутского и Нижневартовского сводов. Месторождение характеризуется широким диапазоном изменения геолого-геофизических параметров пласта, разной степенью выработки запасов нефти и эффективностью применения методов воздействия на пласт. Пласты исследуемого объекта сложены песчано-

алевритовыми разностями обломочных пород, характеризуются резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади и по разрезу, по пластам имеются многочисленные зоны глинизации, выклинивание.

По изучаемому объекту проведен анализ геолого-технологических мероприятий. Учтена последовательность этапов при создании регрессионной модели: составлена матрица, состоящая из геолого-технологических показателей эксплуатационного объекта, проведена корреляция входных данных, получены геолого-статистические зависимости, уравнения регрессии эффективности для гидравлического разрыва пласта (ГРП) и обработок призабойной зоны (ОПЗ) скважин, сделан вывод о влиянии геологических и технологических факторов на величину нефтеотдачи после проведения геолого-технологических мероприятий, получена характеристика скважин-кандидатов, обеспечивающих наибольшую эффективность применения рассматриваемых ГТМ на данном объекте.

***Ключевые слова:** месторождение; регрессионный анализ; нефтеотдача; уравнение; геолого-статистические зависимости; влияние; геолого-технические мероприятия; гидравлический разрыв пласта; обработка призабойной зоны; фильтрационно-емкостные свойства.*

Abstract. This article implements the implementation of regression analysis at one of the operational facilities of the Lower Cretaceous complex. With the help of statistical analyzes implemented in the system of geological and technological measures, the effectiveness of the selected methods of influence on the formation is evaluated. This approach allows minimizing diminishing oil and gas producing enterprises when forecasting geological and technical measures (GTM), by selecting wells to obtain objects, taking into account the satisfaction of the regression model obtained during the calculations. Using statistical modeling, the duration of the effect of geological and technical measures was calculated, as well as the specific technological effect.

The object of study is in the Kogalym region, located at the northern end of the Surgut and Nizhnevartovsk vaults. Changes in the geological and geophysical parameters of the reservoir, varying degrees of oil production and the effectiveness of the application of methods of influence on the reservoir. The strata examine the object, the complexity of which consists of sandy-silty differences in detrital rocks.

For the object under study, an analysis of geological and technological measures was carried out. The sequence of stages in creating regression models: a composite matrix consisting of geological and technological indicators of operational objects, correlation input data, obtained geological and statistical dependencies after geological and technological measures, the characteristic of the insurance companies that provide the greatest efficiency of the considered geological and technical measures for this object.

***Key words:** field; regression analysis; oil recovery; equation; geological and statistical dependencies; influence; geological and technical measures; hydraulic fracturing; bottomhole treatment; filtration-capacitive properties.*

Одним из основных нефтегазоносных комплексов Западной Сибири являются нижнемеловые отложения развитые на всей территории и характеризующиеся клиноформным строением. Объект исследования находится в Когалымском регионе, расположенном на северных окончаниях Сургутского и Нижневартовского сводов. Месторождение характеризуется широким диапазоном изменения геолого-геофизических параметров пласта, разной степенью выработки запасов нефти и эффективностью применения методов воздействия на пласт. Основным объектом рассматриваемого района является горизонт, состоящий из двух пластов сложенных песчано-алевритовыми разностями обломочных пород. По рассматриваемым пластам имеются многочисленные зоны глинизации, выклинивание, резкая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади и по разрезу [1].

В период эксплуатации для улучшения фильтрационно-емкостных свойств и увеличения нефтеотдачи на добывающих скважинах были проведены различные геолого-технические мероприятия: гидравлический разрыв пласта, обработка призабойной зоны, оптимизация насосного оборудования, зарезка боковых стволов (ЗБС).

Анализ геолого-технических мероприятий показал (Табл. 1), что самым эффективным методом является гидравлический разрыв пласта, который способствует более эффективной разработке месторождений, а также более полной выработке запасов углеводородов.

Таблица 1

*Объем выполненных геолого-технологических мероприятий
по пластам 1,2 за 2014-2018 гг.*

ГТМ	Доп.добыча, тыс.т.	Кол-во операций, шт.
ГРП	78,80	27
ОПЗ	42,00	25
Оптимизация	18,33	45
ЗБС	37,15	4

За счет проведения ГРП получено 45% от всей дополнительной добычи нефти по исследуемому объекту (Рис. 1). На втором месте по приросту дополнительной добычи нефти находится ОПЗ.

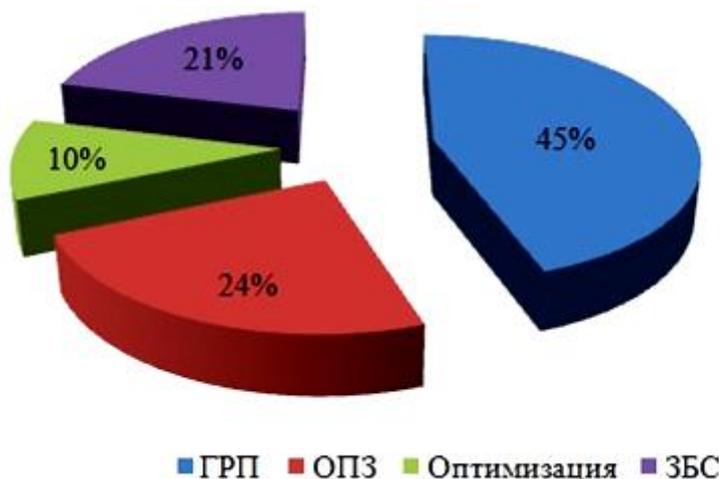


Рис. 1. Распределение дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ за 2014-2018 гг.

Для данных мероприятий был проведен анализ их эффективности и выделены геолого-промысловые критерии их успешности.

За рассматриваемый период времени по пластам 1,2 было проведено 27 скважино-операций по гидравлическому разрыву пласта и 25 скважино-операций по обработке призабойной зоны. Дополнительная добыча нефти от проведения геолого-технологических мероприятий оценивалась математическим путем с момента проведения ГТМ до снижения базовых показателей добычи нефти до ГТМ.

Суммарная дополнительная добыча нефти от проведения ГРП составила 78,70 тыс.т.

Удельный технологический эффект по объектам от применения гидравлического разрыва пласта составил 1,0–2,0 тыс.т. нефти на одну скважину. Средняя продолжительность эффекта составляет – 19 месяцев. Технологические параметры от проведения ГРП представлены в табл. 2.

Дополнительная добыча нефти от проведения ОПЗ в общей сумме составила 42 тыс.т. Удельный технологический эффект по объектам

вследствие проведения ОПЗ составил 0,7 – 0,8 тыс.т. нефти на одну скважину. Средняя продолжительность эффекта составляет – 9 месяцев. Технологические параметры от проведения ОПЗ представлены в табл. 3.

Таблица 2

Структура дополнительной добычи нефти от проведенных ГРП по объектам 1, 2.

Пласт	Кол-во скважино-операций	Кол-во успешных скважино-операций	% успешных операций	Доп. добыча, тыс. т	Удельный тех. эффект, дополн. добыча (тыс.т.) на 1 скв.	Средняя продолжительность эффекта (сут.) на 1 скв.
1	27	25	96,15	28,80	1,15	610
2	27	22	84,62	49,90	2,27	556
Итого	54	47	90,39	78,70	1,71	583

Таблица 3

Структура дополнительной добычи нефти от проведенных ОПЗ по объектам 1, 2.

Пласт	Кол-во скважино-операций	Кол-во успешных скважино-операций	% успешных операций	Доп. добыча, тыс. т	Удельный тех. эффект, дополн. добыча (тыс.т.) на 1 скв.	Средняя продолжительность эффекта (сут.) на 1 скв.
1	25	25	100	19,82	0,79	215
2	25	25	100	22,18	0,88	280
Итого	50	50	100	42	0,84	247,5

Для выбора скважин-кандидатов и оценки влияния геолого-технологических показателей на эффективность процесса ГРП и ОПЗ для пластов 1, 2 была построена геолого-статистическая модель. Прогнозный расчет эффективности с помощью регрессионной модели позволит оценить состояние разработки отдельных участков эксплуатационного объекта и обосновать результативность применения выбранного ГТМ [3].

На первом этапе была создана матрица из геолого-технологических параметров по каждому эксплуатационному объекту. Матрица включала в себя 15 геолого-технологических показателей, представленных ниже (на примере данных ГРП):

$K_{\text{Пор}}$ – коэффициент пористости, д.ед.;

$K_{\text{Прон}}$ – коэффициент проницаемости, мД;

$K_{\text{НН}}$ – коэффициент начальной нефтенасыщенности, д.ед.;

$K_{\text{песч}}$ – коэффициент песчаности, д.ед.;

$K_{\text{расч}}$ – коэффициент расчлененности, ед.;

$h_{\text{эф.}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м.;

$Q_{\text{н}}$ – дебит нефти до ГРП, м³/сут;

$Q_{\text{ж}}$ – дебит жидкости до ГРП, м³/сут;

f – обводненность продукции, %;

$P_{\text{пласт}}$ – пластовое давление, МПа;

$K_{\text{пр.скв}}$ – коэффициент продуктивности, т/сут·МПа;

T – время работы до ГРП, дни;

M – масса пропанта, т.;

$H_{\text{эф.перф}}$ – эффективная перфорированная толщина, м.;

$\Delta Q_{\text{доп}}$ – дополнительная добыча от гидравлического разрыва пласта, т.

На втором этапе была произведена корреляция данных для пластов 1 и 2. Полученная модель корреляции данных ГРП показала сильную взаимосвязь, для пласта 1: между коэффициентом начальной нефтенасыщенности и коэффициентом пористости (77 %), а также между коэффициентом начальной нефтенасыщенности и коэффициентом песчаности (74 %). Аналогично, по пласту 2 сильная взаимосвязь прослеживается между коэффициентом начальной нефтенасыщенности и коэффициентом пористости (76 %), коэффициент песчаности сильно коррелирует с коэффициентом пористости (90 %), а так же эффективная нефтенасыщенная толщина резко коррелирует с коэффициентом начальной нефтенасыщенности (88 %). Поэтому коэффициент пористости и эффективная нефтенасыщенная толщина для обоих пластов не учитывались при построении регрессионной модели эффективности ГРП.

Модель корреляции данных ОПЗ показала сильную взаимосвязь, для пласта 1: между коэффициентом продуктивности и дебитом до ОПЗ (97 %), между коэффициентом песчаности и коэффициентом пористости (93 %) и между коэффициентом начальной нефтенасыщенности и коэффициентом пористости (85 %). По пласту 1 сильная взаимосвязь прослеживается между коэффициентом песчаности и коэффициентом пористости (96 %), коэффициент продуктивности скважины с дебитом нефти до ОПЗ (87 %).

При построение регрессионной модели эффективности ОПЗ для обоих пластов не учитывались следующие параметры: дебит нефти до ОПЗ, коэффициент пористости.

Для каждого вида ГТМ и рассматриваемых пластов 1 и 2 было получено прогнозное уравнение дополнительной добычи нефти (тыс.т.) исходя из используемых геолого-технологических показателей, оставшихся после корреляции [1].

В уравнении регрессии (1) и (2) была использована 1 зависимая переменная Y_i (дополнительная добыча нефти, тыс.тонн) и 12 независимых переменных для пластов 1 и 2.

Уравнение регрессии эффективности ГРП для пласта 1:

$$\begin{aligned} \Delta Q = & 5,172 \cdot 10^{-16} - 0,313 \cdot K_{\text{Прон}} + 0,380 \cdot K_{\text{нн}} + 0,351 \cdot K_{\text{песч}} - \\ & - 0,328 \cdot K_{\text{Расч}} - 0,614 \cdot Q_H - 0,027 \cdot Q_{\text{жс}} + 0,116 \cdot f + 0,357 \cdot P_{\text{Пл}} - \\ & - 0,578 \cdot K_{\text{Прод}} - 0,352 \cdot T + 0,237 \cdot M - 0,222 \cdot H_{\text{Эф.неф.}} \end{aligned} \quad (1)$$

(Множественный коэффициент регрессии геолого-статической модели эффективности ГРП для пласта 1 составил 72%)

Анализ полученного уравнения показывает, что абсолютная эффективность, имеется в виду дополнительная добыча нефти от гидравлического разрыва пласта 1, во многом зависит от высокого значения коэффициента начальной нефтенасыщенности (0,380 д.ед.), коэффициента песчаности (0,351) от низкого значения коэффициента

проницаемости (-0,313 д.ед.) и низкого значения коэффициента расчлененности (-0,328 д.ед.).

Большое влияние на абсолютный эффект из группы технологических параметров связано с низким дебитом нефти до гидравлического пласта (-0,614 д.ед.), с зонами повышенного пластового давления (-0,357 д.ед.), низкого нерентабельного коэффициента продуктивности (-0,578 д.ед.), с длительным временем эксплуатации скважины до ГРП (-0,352 д.ед.).

С помощью F-критерия Фишера оценивается значимость уравнения регрессии в целом. Расчетное значение F-критерия составляет для пласта 1 равно – 2,96, табличное значение при значимости $\alpha=0,05$ $F_{\text{табл}}=2,60$. Так как $F_{\text{расч}} \geq F_{\text{табл}}$, следовательно, уравнение регрессии (1) значимо, статистически надежно.

Уравнение регрессии эффективности ГРП для пласта 2:

$$\begin{aligned} \Delta Q = & 6,86 \cdot 10^{-16} - 0,387 \cdot K_{\text{Прон}} + 0,714 \cdot K_{\text{НН}} + 0,006 \cdot K_{\text{несч}} - \\ & - 0,707 \cdot K_{\text{Расч}} - 2,11 \cdot Q_{\text{Н}} + 0,006 \cdot Q_{\text{Ж}} + 0,002 \cdot f + 0,791 \cdot P_{\text{Пл}} - \\ & - 1,86 \cdot K_{\text{Прод}} - 0,938 \cdot T - 0,155 \cdot M + 0,125 \cdot H_{\text{Эф.нерф}}. \end{aligned} \quad (2)$$

(Множественный коэффициент регрессии геолого-статической модели эффективности ГРП для пласта 2 составил 78 %)

При анализе полученных результатов видно, что наиболее влиятельными параметрами на абсолютную эффективность ГРП для пласта 2 из группы геологических являются: высокий коэффициент начальной нефтенасыщенности (0,714), низкий коэффициент расчлененности (-0,707), низкий коэффициент проницаемости (-0,387) свидетельствующий о том, что ГРП будет эффективнее на низкопроницаемых коллекторах.

Из группы технологических параметров: низкий дебит нефти до ГРП (2,11 д.ед.), низкий коэффициент продуктивности (-1,86 д.ед.), большое количество отработанных дней скважины до ГРП (-0,938 д.ед.), повышенное пластовое давление (0,791 д.ед.).

С помощью F-критерия Фишера оценивается значимость уравнения регрессии в целом. Расчетное значение F-критерия составляет для пласта 2 равно – 3,01, табличное значение при значимости $\alpha=0,05$ $F_{\text{табл}}=2,53$. Так как $F_{\text{расч}} \geq F_{\text{табл}}$, следовательно, уравнение регрессии (2) значимо, статистически надежно.

Таким образом, для результативного проведения ГРП на пласт 1 можно рекомендовать скважины со следующими параметрами – средние значения ФЕС: 0,14 д.ед. пористость, проницаемость 17 мД, коэффициент нефтенасыщенности от 0,17-0,42 д.ед. Дебит по нефти до ГРП от 0 до 1 т/сут, по жидкости 0 до 14,4 м³/сут, при обводненности продукции от 0 до 95%. Скважина-кандидат пласта 2 должна обладать следующими фильтрационно-емкостными свойствами: 0,03-0,08 д.ед. пористость; 5-50 мД проницаемость. Средний дебит по нефти до ГРП 1 т/сут, по жидкости 39,9 м³/сут, обводненность варьируется 0-99,5%.

В качестве независимых переменных для построения регрессионной модели были отобраны 9 параметров для пласта 1 и 2, зависимой переменной была выбрана: Y_1 - дополнительная добыча от проведения ОПЗ ($\Delta Q_{\text{доп, Г.}}$).

Для каждого из объектов было получено уравнение регрессии (3, 4) исходя из используемых геолого-технологических показателей, оставшихся после корреляции.

Уравнение регрессии эффективности ОПЗ для пласта 1:

$$\begin{aligned} \Delta Q = & -3,5 \cdot 10^{-16} + 0,546 \cdot K_{\text{Прон}} + 0,221 \cdot K_{\text{нн}} + 0,180 \cdot K_{\text{песч}} - \\ & -0,229 \cdot K_{\text{Расч}} + 0,013 \cdot H_{\text{эф}} + 0,389 \cdot Q_{\text{ж}} - 0,202 \cdot f + 0,229 \cdot P_{\text{Пл}} - \\ & -0,280 \cdot K_{\text{Прод}} \end{aligned} \quad (3)$$

(Множественный коэффициент регрессии геолого-статической модели эффективности ОПЗ для пласта 1 составил 62 %)

Уравнение регрессии эффективности ОПЗ для пласта 2:

$$\Delta Q = 0,0058 + 0,152 \cdot K_{\text{Прон}} + 0,006 \cdot K_{\text{НН}} + 0,897 \cdot K_{\text{песч}} - 0,651 \cdot K_{\text{Расч}} + \\ + 0,391 \cdot H_{\text{ЭФ}} - 0,038 \cdot Q_{\text{ж}} - 0,638 \cdot f + 0,101 \cdot P_{\text{Пл}} - 0,958 \cdot K_{\text{Прод}} \quad (4)$$

(Множественный коэффициент регрессии геолого-статической модели эффективности ОПЗ для пласта 2 составил 79%)

Анализ полученных уравнений показывает, что на дополнительную добычу нефти от проведения ОПЗ на рассматриваемых объектах 1 и 2 большое влияние из группы геологических параметров оказывает высокое значение коэффициента проницаемости, низкие значения коэффициента расчлененности, т.е. при увеличении расчлененности пласта более 3 ед. – эффективность ОПЗ ухудшается. Из группы технологических параметров эффективность ОПЗ во многом связано с зонами повышенного пластового давления и с низкими значениями продуктивности скважины до ОПЗ.

Значимость полученных уравнений оценивалась по критерию Фишера, адекватность коэффициентов уравнения по критерию Стьюдента [2].

Для успешного воздействия на призабойную зону пласта скважина-кандидат должна обладать высокими значениями ФЕС: для пласта 1 – коэффициент пористости 0,16-0,18 д.ед.; пластовое давление 15-16 МПа; коэффициент проницаемости 25-50 мД; для пласта 2 коэффициент пористости 0,07-0,08 д.ед.; коэффициент проницаемости 30-60 мД; пластовое давление 18-19 МПа; коэффициент расчлененности для обоих пластов не более 3 ед.; низкое значение коэффициента продуктивности скважины 0,1-0,12 т/сут · МПа.

Проведенный геолого-статистический анализ позволяет осуществить адресный подбор скважин для проведения ГТМ, что в свою очередь дает возможность спрогнозировать эффективность используемого метода и его экономическую рентабельность [5].

Список литературы

1. Андреев В.Е., Чудинова Д.Ю., Чижов А.П., Чибисов А.В., Ефимов Е.Р./ Геологические условия эффективного применения ГРП неоккомских отложений // Геология. Изв. отд. наук о земле и природных ресурсах. Уфа: Изд-во Гилем, 2015. Вып. № 21. С. 63-69.
2. Чудинова Д.Ю., Сиднев А.В./Геолого-технические мероприятия по контролю и регулированию разработки месторождений Когалымской группы на завершающей стадии// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».-2016-№1. С. 119-137.
3. Андреев В.Е., Чудинова Д.Ю., Чижов А.П., Чибисов А.В. / Оптимизация системы заводнения в терригенных и карбонатных коллекторах // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». Вып. №4 (106) -2016, С. 42-53.
4. Андреев В.Е., Чижов А.П., Чибисов А.В., Чудинова Д.Ю., Дубинский Г.С., Нугаев Р.Я./ Решение задачи классификации эксплуатационного фонда скважин и дифференциации остаточных запасов в карбонатных пластах на примере турнейских залежей ново-елховского месторождения // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». Вып. №4(106) -2016, С. 67-73.
5. Шестаков Д.А., Насыбуллин И.Р., Котенев Ю.А., Чудинова Д.Ю., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.В./ Условия эффективного применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в неоднородных пластах Когалымского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – № 4. – 2018. С. 66-72.
6. Чудинова Д.Ю., Чибисов А.В./Решение задачи оптимизации системы заводнения на объектах разработки в поздней стадии методами статистического анализа геолого-промысловых данных// Современные тенденции развития науки и технологий.–№2-3–2016. С. 127-129.
7. Чудинова Д.Ю., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. /Дифференциация скважин в зонах с остаточными запасами нефти с использованием нейросетевого моделирования // Экспозиция нефть газ.– № 4 (57).5–2017. С. 10-14.

References

1. Andreev, V.E., Chudinova, D.Yu., Chizhov, A.P, Chibisov, A.V., Efimov E.R, Geological Conditions for the Effective Use of Neuocomian Hydraulic Fracturing, Geology. Izv. Dep. earth sciences and natural resources. Ufa: Publishing house Gile, 2015. №. 21. S. 63-69.
2. Chudinova D.Yu., Sidnev A.V. / Geological and technical measures to control and regulate the development of fields of the Kogalym group at the final stage // Electronic scientific journal "Oil and Gas Business" .- 2016-№1. S. 119-137.
3. Andreev V.E., Chudinova D.Yu., Chizhov A.P., Chibisov A.V. ./ Optimization of the water-flooding system in terrigenous and carbonate reservoirs // Scientific and Technical Journal "Problems of collection, preparation and transport of oil and oil products". Issue №4 (106) -2016, S. 42-53.
4. Andreev V.E., Chizhov A.P., Chibisov A.V., Chudinova D.Yu., Dubinsky G.S., Nugaev R.Ya. / Solution of the problem of classifying the production well stock and differentiating residual reserves in carbonate layers on the example of the Tournaisian deposits of the Novo-Elkhovskoye field // Scientific and technical journal "Problems of collection, preparation and transport of oil and oil products". Issue №4 (106) -2016, S. 67-73.

5. Shestakov D.A., Nasybullin I.R., Kotenev Yu.A., Chudinova D.Yu., Sultanov Sh.H., Mukhametshin V.V./ Conditions for the effective use of physico-chemical methods to increase oil recovery in heterogeneous reservoirs of the Kogalym region // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. - № 4. - 2018, S. 66-72.
6. Chudinova D.Yu., Chibisov A.V. / Solving the problem of optimizing the flooding system at the development sites at a later stage using statistical analysis of geological field data // Modern trends in the development of science and technologies. –№2-3–2016, S. 127-129.
7. Chudinova D.Yu., Dulkarnayev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.H. /Differentiation of wells in areas with residual oil reserves using neural network modeling // Exposure of oil gas.–№4 (57).–2017, S. 10-14

Сведения об авторах

Мифтахтдинова Альвина Рашитовна, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: ya.alvinkoy@yandex.ru

Чудинова Дарья Юрьевна, кандидат геолого-минералогических наук, кафедра «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация

E-mail: miracle77@mail.ru

Authors

Miftakhtdinova A.R., Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

E-mail: ya.alvinkoy@yandex.ru

Chudinova D.Yu., Candidate of Geological and Mineralogical Sciences of the Chair «Geology and Exploration of Oil and Gas Fields» Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

E-mail: miracle77@mail.ru

Мифтахтдинова Альвина Рашитовна
450062, Российская Федерация, Республика Башкортостан
г. Уфа, ул. Космноватов, 1
тел. 8 917 739 73 27
E-mail: ya.alvinkoy@yandex.ru