**МОДЕЛИРОВАНИЕ ВРЕМЕНИ ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ
ВОДОИЗОЛИРУЮЩИХ СИСТЕМ ДЛЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН****MODELING OF WATER-ISOLATING SYSTEM GEL TIME
FOR OIL WELLS****Н. И. Абызбаев**
Nikita I. AbyzbaevУфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская ФедерацияUfa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation**М. Ш. Давлетов**
Marat Sh. DavletovУфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская ФедерацияUfa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation**И. И. Абызбаев**
Ibragim I. AbyzbaevУфимский государственный
нефтяной технический
университет,
Институт стратегических
исследований Республики
Башкортостан,
г. Уфа, Российская ФедерацияUfa State Petroleum
Technological University,
Institute for Strategic Research
of the Republic of Bashkortostan,
Ufa, Russian Federation**И. А. Ситдилов**
Ilshat A. SitdikovУфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская ФедерацияUfa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation**С. В. Янченко**
Svetlana V. YanchenkoУфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская ФедерацияUfa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В настоящее время высокая обводненность продукции скважин является одной из основных проблем нефтяной промышленности. Ее наличие приводит к снижению дебита скважин, увеличению объема работ, связанных обезвоживанием и транспортировкой продукции, росту количества заколонных перетоков в скважинах, разрушению пород призабойной зоны пласта и образованию песчаных пробок. Одним из доступных и эффективных способов решения этой проблемы является применение методов ограничения водопритока, и в частности технологий выравнивания профиля приемистости на нагнетательных скважинах.

При проведении данных работ важной характеристикой является время гелеобразования водоизолирующих систем, на которое влияют различные параметры. Это есть время, необходимое для перехода геля из свободной текучей среды в твердую или полутвердую, после которой его перекачка затрудняется.

В качестве водоизолирующего материала в данной работе была выбрана органически сшитая система, содержащая акрилатный сополимер, сшитый полиамином. Различные составы были разработаны с использованием 2 %-ого и 5 %-ого хлорида калия (KCl), используемого в качестве кислого агента. Время гелеобразования различных составов было определено при температурах 60 °C и 88 °C. По результатам исследований были установлены соответствующие зависимости.

Ключевые словасистема водоизоляции,
время гелеобразования,
сшитый гель, моделирование,
полимер, вязкость,
концентрация

Для количественного определения степени влияния этих параметров на время гелеобразования был проведен факторный анализ, который показал, что наибольшее влияние из них оказывает параметр температуры. Также на основе результатов исследований была разработана математическая модель для прогнозирования времени гелеобразования, описывающая механизм воздействия на него трех рассматриваемых параметров: концентрации сшивателя, концентрации кислого агента и температуры.

Currently, a high water cut in wells is one of the main problems of the oil industry. Its presence leads to a decrease in the flow rate of wells, an increase in the volume of work connected with the dewatering and transportation of products, an increase in the number of annular flows in wells, the destruction of bottom-hole formation rocks and the formation of sand plugs. One of the available and effective ways to solve this problem is the use of methods for limiting water inflow, and in particular, technologies for leveling the injectivity profile in injection wells.

During these works fulfilling, an important characteristic is water isolating system gel time, which is affected by various parameters. This is the time required for the gel to transition from a free fluid into a solid or semi-solid, after which its transfer becomes difficult.

In this work, an organically crosslinked system containing an acrylate copolymer crosslinked with a polyamine was chosen as a water insulating material. Different formulations were developed using 2 % and 5 % potassium chloride (KCl), used as an acidic agent. The gel time of various compositions was determined at temperatures of 60 °C and 88 °C. According to the research results, the corresponding dependencies were established.

To quantify the degree of influence of these parameters on the gel time, factor analysis was performed, which showed that the temperature parameter had the greatest effect. Also based on the results of the research, a mathematical model was developed for predicting the gel time, which describes the mechanism by which the three parameters considered are affected: the concentration of the crosslinker, the concentration of the acidic agent, and temperature.

В настоящее время большинство нефтяных месторождений Западной Сибири характеризуется массовым вступлением залежей в позднюю стадию разработки, сопровождающуюся высокой обводненностью продукции скважин, при сохранении значительных остаточных запасов нефти. Это побуждает нефтяные компании прибегать к масштабному внедрению методов ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), а в первую очередь, технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП) на нагнетательных скважинах [1–4].

Добываемая в приемлемом количестве с нефтью вода даже может быть полезна на начальных этапах жизни скважины. Чрезмерное производство воды является одной из основных проблем, с которой сталкивается нефтяная и газовая промышленность [5]. Это влияет на экономику добывающих скважин, так как ее экологическая обработка и утилизация производятся за дополнительную плату.

Данную ситуацию можно регулировать при помощи механических либо химических

средств, где первая группа включает спуск дополнительной эксплуатационной колонны, установку гофрированных, извлекаемых и полимерных пластырей, использование двухпакерной системы. Однако данные методы работают не для всех механизмов добычи воды, что приводит к поиску других, более эффективных способов, частично или полностью блокирующих водонасыщенные зоны [6].

На протяжении десятилетий для контроля воды разрабатываются химические вещества, как органические, так и неорганические, среди которых ученые идентифицировали полимерные гели (органически или неорганически сшитые) для области вблизи ствола скважины и микрогели для глубокой модификации профиля в качестве водогерметиков в обводненных скважинах [7]. Некоторые ученые утверждают, что следующие системы относятся к данной категории: неорганические гели, смолы или эластомеры, системы на основе мономеров, полимерные гели, вязкие системы, биополимеры, вспененный гель и др. [8].

Key words

water-shutoff system, gel time, cross-linked gel, modeling, polymer, viscosity, concentration

Рассматриваемое время гелеобразования является функцией концентрации полимера (основной гели), концентрации сшивающего агента, кислого агента, температуры, pH флюидной системы и т.д. [9].

Ранее исследовалось влияние только одного параметра на время гелеобразования [10, 11].

Данная статья объясняет, как три параметра: концентрация сшивателя, кислого агента и температура — воздействуют на время гелеобразования органически сшитой водоизолирующей системы.

В качестве исходного материала была выбрана органически сшитая система, содержащая акриламид/акрилатный сополимер, сшитый полиамином. Различные составы были разработаны с использованием 2 %-ого и 5 %-ого хлорида калия (KCl) в качестве кислого агента. Был использован полиамин (сшиватель) с концентрациями 6 % масс., 9 % масс., 12 % масс. pH растворов измеряли с использованием pH-метра HI991003. Время гелеобразования различных составов было определено при заданных температурах с использованием Fann35 вискозиметра.

Было обнаружено, что водоизолирующий агент является щелочной средой, так как pH системы находился в диапазоне от 9,91 до 10,52. Добавление полимера к смеси привело к увеличению pH с 5 до 8, что указывает на кислую среду.

Для изучения поведения вязкости системы в зависимости от температуры были подготовлены различные составы и измерена вязкость

через определенный промежуток времени (30 мин) до тех пор, пока система не приобрела гелеобразный вид.

Рост вязкости гелеобразующего состава в зависимости от времени при различных концентрациях KCl и соотношениях состава представлены на рисунках 1 и 2.

Увеличение концентрации сшивателя сокращает время гелеобразования, и это происходит во всех составах при различных концентрациях KCl и температурах испытаний.

Независимо от присутствия/отсутствия сшивателя и насыщенного раствора KCl, повышение температуры резко уменьшает время гелеобразования — наибольшее влияние происходит при более низких концентрациях кислого агента KCl.

Влияние температуры показано на рисунках 3 и 4 соответственно.

Воздействие концентрации кислого агента на время гелеобразования можно заметить при более низких температурах: тогда как при температуре 60 °C и 5 %-ой концентрации процесс гелеобразования составил 7,5 ч, использование 2 %-ого KCl сократило это время до 5,5 ч.

По мере роста температуры влияние концентрации хлорида калия уменьшалось, что показано на рисунках 5 и 6 соответственно.

Это можно объяснить влиянием KCl на гидролиз полимера. Известно, что кислый агент вызывает усадку гидратации полимера, тем самым уменьшая участки сшивания, доступные для реакции (рисунки 7 и 8).

Рисунок 1. Зависимость вязкости от времени при 2 %-ой концентрации KCl

Рисунок 2. Зависимость вязкости от времени при 5 %-ой концентрации KCl

Рисунок 3. Зависимость времени гелеобразования от температуры при 2 %-ой концентрации KCl

Рисунок 4. Зависимость времени гелеобразования от температуры при 5 %-ой концентрации KCl

Рисунок 5. Влияние кислого агента (2 % и 5 %) на время гелеобразования при температуре 60 °C

Рисунок 6. Влияние концентрации кислого агента (2 % и 5 %) на время гелеобразования при температуре 88 °C

Рисунок 7. Влияние сшивающего агента на время гелеобразования при 2 %-ой концентрации КСl

Рисунок 8. Влияние сшивающего агента на время гелеобразования при 5 %-ой концентрации КСl

Для определения эффекта конструктивных параметров: температуры, концентрации кислого и концентрации сшивающего агента – на время гелеобразования был выполнен факторный анализ по методике, представленной в работе [11]. Результаты, полученные в ходе эксперимента, приведены в таблице 1.

Полученный коэффициент корреляции R_2 показывает, насколько точно модель будет прогнозировать новые данные. $R_2 = 0,982$ означает, что модель на 98 % объясняет изменчивость гелеобразующего состава и является хорошим предиктором, соответствующая R_2 с поправкой на эту модель составляет 96 %. Среднеквадратическая ошибка необходима для оценки точности измерений, то есть для определения

степени близости результата измерения к истинному значению измеряемой величины.

Таблица 1. Результаты оценки гелеобразующего состава

R2	0,982498359
R2 с поправкой	0,96149639
Среднеквадратическая ошибка	0,577350269
Среднее значение	4,708333333
Наблюдения	12

Оценка параметров модели приведена в таблице 2. Наибольшее влияние на модель приходится на параметр температуры (-2,292) с отрицательным значением, указывающим обратную связь между ним. Доля кислого

Таблица 2. Параметры оценки модели

Параметры	Оценка	Среднеквадратическая ошибка
Температура (60; 88) °С	-2,291666	0,166666667
Массовая доля сшивающего агента, %	-0,583333	0,068041382
Массовая доля кислого агента, %	0,2083333	0,166666667

агента (0,20833) показала наименьшее влияние на модели, взаимодействие со сшивающим агентом оказывает нейтральное воздействие на модель.

Разность между фактическим и прогнозируемым временем гелеобразования показана на рисунке 9, которая подтверждает точность прогноза на 98 %.

Рисунок 9. Разность между фактическим временем гелеобразования и прогнозируемым

Время гелеобразования накладывается на восемь углов куба, и эти значения соответствуют полученным значениям для разработанных параметров [12].

Можно увидеть, что самое продолжительное время гелеобразования для системы составило 10 ч, когда температура и концентрация сшивающего агента находились на самом низком уровне, а концентрация кислого агента — на высоком. При коротком времени гелеобразования (1,3 ч) все расчетные параметры имели наибольшие значения.

Рисунок 10. Участок куба для модели

Взаимодействие между проектными параметрами для модели показано на графике куба на рисунке 10. График куба может быть использован при определении параметров для достижения желаемого времени гелеобразования. Кроме того, его можно использовать как инструмент оптимизации.

Из модели было разработано прогнозное уравнение для времени гелеобразования GT (gelation time). Уравнение модели изоляции воды имеет $R_2 = 98\%$, и проектные параметры — температура T (°С), концентрация кислого агента S (%) и концентрация сшивающего агента C (%).

$$GT = 38,4333 - \frac{13}{75}T + \frac{19}{30}S - \frac{67}{30}C + \frac{1}{100}TC - \frac{1}{300}TS. \quad (1)$$

При моделировании времени гелеобразования [13] с учетом конечно-разностной аппроксимации, определяемой по формуле

$$\Delta(\xi\Delta\eta)_{i,j,k} = \Delta_x(\xi_x\Delta_x\eta)_{i,j,k} + \Delta_y(\xi_y\Delta_y\eta)_{i,j,k} + \Delta_z(\xi_z\Delta_z\eta)_{i,j,k}, \quad (2)$$

где η — фиктивная переменная, принимающая значение p_0 , P_{cow} , P_{cgo} или Z ;

$\Delta\eta$ — изменение переменной η ;

ξ — общая фиктивная переменная;

ξ_x — фиктивная переменная в направлении оси x ;

ξ_y — фиктивная переменная в направлении оси y ;

ξ_z — фиктивная переменная в направлении оси z ;

Δ_x — вторая производная вдоль направления оси x ;

Δ_y — вторая производная вдоль направления оси y ;

Δ_z — вторая производная вдоль направления оси z ;

i, j, k — направления декартовой системы координат;

уравнение гелеобразования примет вид:

$$\Delta[T_0(\Delta p_0 - \gamma_0 \Delta Z)] = \frac{V_b}{\alpha_c \Delta t} \Delta \left[\frac{\phi(1 - S_w - S_g)}{B_0} \right] - q_{osc}, \quad (3)$$

где B_0 — объемный коэффициент нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

Δp_0 — перепад давления, атм;

q_{osc} — дебит нефти при нормальных условиях, $\text{м}^3/\text{сут}$;

S_g — газонасыщенность, д.ед.;

S_w — водонасыщенность, д.ед.;

Δt — временной шаг, сут;

V_b — суммарный объем блока сетки, м^3 ;

ΔZ — изменение высоты, м;

α_c — коэффициент привода размерностей для объема;

Δt — временной конечно-разностный оператор;

T_0 — проводимость нефтяной фазы, $\text{м}^3/\text{сут}$;

ϕ — пористость, д.ед.;

а время гелеобразования будет определяться как:

$$T_{ix} = \beta_c \frac{k_x A_x}{\Delta x} \frac{k_{rl}}{\mu_l B_l}, \quad (4)$$

где A_x — поперечное сечение перпендикулярно направлению оси x , м^2 ;

B_l — объемный коэффициент фазы l ;

k_{rl} — относительная фазовая проницаемость по фазе l , безразмерная;

k_x — проницаемость в направлении оси x , мД;

Δx — разность вдоль направления оси x , м;

β_c — коэффициент перевода для проводимости;

μ_l — вязкость фазы l , сП.

С помощью уравнений (3) и (4) можно будет решить задачи, ранее считавшиеся недостаточно изученными, а именно:

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. 2382185 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Способы выравнивания профиля приёмистости нагнетательной и ограничения водопритока в добывающей скважине / Р.Р. Ибатуллин, М.И. Амерханов, А.Н. Береговой,

— зависимость времени гелеобразования от состава и концентрации компонентов гелеобразующей композиции, температуры, рН флюидной системы, пластового давления;

— изменение фильтрационных характеристик залежи после проведения закачки гелеобразующего состава и образования в пласте силикатно-полимерного геля;

— адресное использование гелеобразующей композиции для определенных геологических и физических условия пласта;

— способы приготовления и закачки реагентов для конкретной технологии внутрискважистой водоизоляции.

Выводы

1) Результаты исследований зависимости времени гелеобразования от концентрации сшивателя, концентрации кислого агента и температуры позволили выявить следующие закономерности: с увеличением концентрации сшивателя время гелеобразования уменьшается; с увеличением концентрации кислого агента, наоборот, увеличивается. Повышение температуры, независимо от присутствия или отсутствия сшивателя и насыщенного раствора KCl, уменьшает время гелеобразования.

2) Самое продолжительное время гелеобразования для системы составило 10 ч, когда температура и концентрация сшивающего агента находились на самом низком уровне, а концентрация кислого агента — на самом высоком. Наименьшее время гелеобразования (1,3 ч) было достигнуто, когда все расчетные параметры имели наибольшие значения.

3) Проведенный факторный анализ позволил количественно определить степень влияния основных параметров на время гелеобразования. Наибольшее из них пришлось на параметр температуры (–2,292).

4) Разработано прогнозное уравнение, описывающее механизм воздействия трех параметров: концентрации сшивателя, концентрации кислого агента и температуры — на время гелеобразования органически сшитой водоизолирующей системы, и определены возможности его регулирования.

В.С. Золотухина, Р.Р. Латыпов, Ш.Г. Рахимова, Р.С. Хисамов. 2009107789/03, Заявлено 04.03.2009; Опул. 20.02.2010. Бюл. 5.

2. Старковский А.В., Рогова Т.С. Эффективность применения силикатного геля для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2004. № 4. С. 42–44.

3. Бриллиант Л.С., Козлов А.И., Ручкин А.А. Совершенствование технологии ограничения водопритоков в скважинах Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. С. 72–75.

4. Шувалов С.А., Винокуров В.А., Хлебников В.Н. Применение полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пласта и водоизоляции // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2013. № 4. С. 98–104.

5. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. 394 с.

6. Пат. 2064571 РФ, МПК Е 21 В 33/138. Гелеобразующий состав для изоляции водопритоков и увеличения добычи нефти / Т.А. Исмагилов, Н.И. Хисамутдинов, А.Г. Телин, М.З. Игдавлетова, А.П. Обиход, О.И. Воротилин. 94029846/03, Заявлено 16.08.1994; Опубл. 27.07.1996. Бюл. № 21.

7. Кирсанов Е.А., Матвеев В.Н. Неньютоновское поведение структурированных систем. М.: Техносфера, 2016. 384 с.

8. Кондрашев А.О., Рогачев М.К., Кондрашева Н.К. Фильтрационные и микрореологические исследования водоизоляционных полимерных составов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 6. С. 273–285. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/KondrashevAO/KondrashevAO_1.pdf. (дата обращения: 26.10.2018).

9. Комиссаров А.И., Газиев К.Ю. Применение силикатных составов для ограничения водопритоков из глубоководных пластов // Нефтяное хозяйство. 1992. № 8. С. 13–15.

10. Economides M.J., Watters L.T., Norman S.D. Petroleum Well Construction. Duncan, Oklahoma, 1997. 903 p.

11. Lei G., Li L., Nasr-El-Din H.A. New Gel Aggregates for Water Shut-off Treatments // Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 2010.

12. El-Karsani K.S., Al-Muntasheri G.A., Sultan A.S., Hussein I.A. Gelation of a Water-Shutoff Gel at High Pressure and High Temperature: Rheological Investigation // SPE Journal. 2015. Vol. 20. No. 5. P. 1103–1112.

13. Эртекин Т., Абу-Кассем Дж., Кинг Г. Основы прикладного моделирования пластов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 1060 с.

REFERENCES

1. Ibatullin R.R., Amerkhanov M.I., Beregovoy A.N., Zolotukhina V.S., Latypov R.R., Rakhimova Sh.G., Khisamov R.S. *Sposoby vyravnivaniya profilya priyomistosti nagnetatel'noj i ogranicheniya vodopritoka v dobyvayushchej skvazhine* [Methods of Alignment of the Injection Profile of the Injection and Limiting the Water Inflow in the Production Well]. Patent RF, No. 2382185, 2010. [in Russian].

2. Starkovskij A.V., Rogova T.S. *Effektivnost' primeneniya silikatnogo gelya dlya povysheniya nefteotdachi* [The Effectiveness of Silicate Gel for Enhanced Oil

Recovery]. *Neftyanoe hozyajstvo — Oil Industry*, 2004. No. 4, pp. 42–44 [in Russian].

3. Brilliant L.S., Kozlov A.I., Ruchkin A.A. *Sover-shenstvovanie tekhnologii ogranicheniya vodopritokov v skvazhinah Samotlorskogo mestorozhdeniya* [Improving the Technology of Limiting Water Inflows in the Wells of the Samotlor Field]. *Neftyanoe hozyajstvo — Oil Industry*, 2000. No. 9, pp. 72–75 [in Russian].

4. Shuvalov S.A., Vinokurov V.A., Khlebnikov V.N. *Primenenie polimernykh reagentov dlya uvelicheniya nefteotdachi plasta i vodoizolyatsii* [Application of Polymer Reagents for Enhanced Oil Recovery and Water Insulation]. *Neftyanoe hozyajstvo — Oil Industry*, 2013, No. 4, pp. 98–104 [in Russian].

5. Lenchenkova L.E. *Povyshenie nefteotdachi plastov fiziko-himicheskimi metodami* [Increasing Oil Fields Productivity with Physical and Chemical Methods]. Moscow, Nedra-Business Center Publ., 1998. 394 p. [in Russian].

6. Ismagilov T.A., Khisamutdinov N.I., Telin A.G., Ig-davletova M.Z., Obikhod A.P., Vorotilin O.I. *Geleobra-zuyushchij sostav dlya izolyatsii vodopritokov i uvelicheniya dobychi nefiti* [Gelling Composition to Isolate Water Inflows and Increase Oil Production]. Patent RF, No. 2064571, 2010. [in Russian].

7. Kirsanov E.A., Matveenko V.N. *Nen'yutonovskoe povedenie strukturirovannykh sistem* [Non-Newtonian Behavior of Structured Systems]. Moscow. Technosphere Publ., 2016. 384 p. [in Russian].

8. Kondrashev A.O., Rogachev M.K., Kondra-sheva N.K. *Filtratsionnye i mikroreologicheskie issledovaniya vodoizolyatsionnykh polimernykh sostavov* [Filtration and Microrheology Research Waterproofing Polymer Compositions]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2012, No. 6, pp. 273–285. URL: http://ogbus.ru/authors/Bakhtizin/Bakhtizin_5.pdf (accessed 14.07.2016). [in Russian].

9. Komissarov A.I., Gaziev K.Yu. *Primenenie silikatnykh sostavov dlya ogranicheniya vodopritokov iz glubokozalegayushchikh plastov* [Application of Silicate Compositions for Restriction of Water Inflow from Deep Seams]. *Neftyanoe hozyajstvo — Oil Industry*, 1992, No. 8, pp. 13–15 [in Russian].

10. Economides M.J., Watters L.T., Norman S.D. *Petroleum Well Construction*. Duncan, Oklahoma, 1997. 903 p.

11. Lei G., Li L., Nasr-El-Din H.A. New Gel Aggregates for Water Shut-off treatments. *Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, 2010.

12. El-Karsani K.S., Al-Muntasheri G.A., Sultan A.S., Hussein I.A. Gelation of a Water-Shutoff Gel at High Pressure and High Temperature: Rheological Investigation. *SPE Journal*, 2015, Vol. 20, No. 5, pp. 1103–1112.

13. Ertekin T., Abu-Kassem Dzh., King G. *Osnovy prikladnogo modelirovaniya plastov* [Basics of Applied Reservoir Modeling]. Moscow-Izhevsk, Institute of Computer Science Publ., 2012. 1060 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Абызбаев Никита Ибрагимович, студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Nikita I. Abyzbaev, Student of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: redfox.canfly.01@gmail.com

Давлетов Марат Шайхенурович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Marat Sh. Davletov, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: davms@mail.ru

Абызбаев Ибрагим Измаилович, д-р техн. наук, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, главный научный сотрудник Лаборатории нефтегазовых исследований, Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, г. Уфа, Российская Федерация

Ibragim I. Abyzbaev, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Chief Researcher of Laboratory for Oil and Gas Research, Institute for Strategic Research of the Republic of Bashkortostan, Ufa, Russian Federation

e-mail: shaura505@mail.ru

Ситдилов Ильшат Азатович, магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ilshat A. Sitdikov, Undergraduate Student of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: sitdikov22@yandex.ru

Янченко Светлана Владимировна, магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Svetlana V. Yanchenko, Undergraduate Student of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: sveta-meta@ya.ru