

## РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНОГО ОБЪЕМА ЗАКАЧКИ ИНГИБИТОРА В СКВАЖИНЫ ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### CALCULATION OF THE OPTIMUM VOLUME OF INHIBITOR PUMPING IN THE WELLS OF VATYEGAN OIL FIELD

**Э. Р. Газизова**  
**Elvina R. Gazizova**

Уфимский государственный  
нефтяной технический  
университет,  
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum  
Technological University,  
Ufa, Russian Federation

**И. Р. Гадельшин**  
**Insar R. Gadelshin**

Уфимский государственный  
нефтяной технический  
университет,  
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum  
Technological University,  
Ufa, Russian Federation

**И. З. Денисламов**  
**Ildar Z. Denislamov**

Уфимский государственный  
нефтяной технический  
университет,  
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum  
Technological University,  
Ufa, Russian Federation

В результате перенасыщения раствора происходит выпадение солей в осадок, что приводит к нарушению режима работы и износу оборудования и является одной из причин, снижающих эффективность эксплуатации скважин. Борьба с отложившимися солями очень трудоемкий и не всегда эффективный процесс, поэтому практичнее использовать методы предупреждения их выпадения.

В данной статье рассмотрены различные методы предупреждения выпадения солей в осадок. Наиболее эффективным и оптимальным из них является химический метод, заключающийся в закачке раствора ингибитора солеотложения.

В ТПП «Повхнефтегаз» защита от отложения солей осуществляется при помощи закачек ингибитора ХПКС-004 (А). Он отвечает всем современным требованиям к физико-химическим свойствам реагентов. Для наиболее эффективного процесса предупреждения солеотложения необходимо оптимально подбирать объем реагента и технологию его закачки. На основе данных с Ватъеганского месторождения был рассчитан оптимальный объем закачки данного ингибитора солеотложения.

В результате анализа и расчетов было установлено, что в каждой скважине фактический объем ингибитора, закачиваемого в затрубное пространство скважин при периодических обработках, соответствует рассчитанному значению. Погрешность составляет от 0,1 % до 4,45 %, т.е. в пределах допустимых значений.

Анализ отказов и аварий оборудования показал, что на сегодняшний день увеличилась наработка на отказ подземного оборудования в проблемном фонде добывающих скважин. В ТПП «Повхнефтегаз» за период обслуживания солевых скважин выходов по причине отложения солей зафиксировано не было.

As a result of solution supersaturation, salts precipitation occurs. This leads to operating mode violation and equipment wear, a decrease in the overhaul period of the mechanized well stock, a decrease of productivity coefficient. Fight of deposited salts is a very time-consuming and not always effective process, so it is more practical to use methods to prevent their loss.

This article describes the preventing salts deposition different methods in the sediment. The most effective and optimal of them is the chemical method, which consists in the inhibitor solution injection.

In the Territorial Production Enterprise «Povkhneftegaz», protection against salt deposits is carried out with the help of downloads of the KPCS-004 (A) inhibitor. It meets all modern requirements

#### Ключевые слова

солеотложение, осложнение,  
добыча нефти, игибитор,  
оптимальный объем,  
Ватъеганское месторождение

#### Key words

salt deposits, complication,  
oil production, inhibitor,  
optimal volume,  
Vatyegan oil field

for the physicochemical properties of reagents. For the preventing salt deposits most effective process, it is necessary to choose a suitable reagent that affects the salt deposits causes, choose the optimal technologies for its application and pump reagents in a certain amount. Based on data from the Vatyeganskoye oil field, the optimal injection volume of this scale inhibitor was calculated.

As analysis result of oil field works and calculations, it was found that in each well the actual volume of the inhibitor injected into the annular space corresponds to the calculated value. The error is from 0.1 % to 4.45 %, and is within acceptable values.

Analysis of failures and accidents of equipment showed that to date increased operating time for underground equipment failure on the producing wells. In the Territorial Production Enterprise «Povkhneftegaz», for the period of salt wells service of the outputs due to salts deposition it wasn't recorded.

Большинство месторождений, разрабатываемых с использованием методов заводнения, характеризуются интенсивным ростом фонда скважин, осложненных солеотложениями.

Перед добычей скважинные жидкости находятся в естественном состоянии. Добыча вызывает химическое нарушение и физическое неравновесие внутри пласта. В результате перепада давления происходит изменение среды, что позволяет растворенным газам выделиться из раствора. Данные изменения разрушают состояние равновесия, вызывая таким образом первичный этап солеотложения. Выпадение веществ в осадок происходит из перенасыщенных растворов, когда концентрация вещества в растворе по тем или иным причинам превышает предельную (равновесную) концентрацию [1].

Солевые отложения могут затруднять функционирование или блокировать насосно-компрессорные трубы, поточные линии, наземное оборудование, скважинное оборудование, ствол скважины и зоны перфорации, полностью останавливая добычу [2]. Образование солеотложений в заводненных объемах пласта может привести к уменьшению добычи жидкости из высокообводненных скважин, что является нежелательным.

Солеотложение обычно является долгим и динамическим процессом, который вызывается многими причинами. Одной из главных причин солеобразования является смешивание несовместимых вод [3]. Среди других причин можно назвать коррозию скважинного оборудования, которая вызывает осаждение оксидов железа. Также на процесс отложения солей влияет изменение значений пластового давления и температуры.

По преимущественному содержанию в отложениях солей выделяются две группы не-

органических соединений: карбонатные и сульфатные.

Основным видом отложения солей в глубиннонасосном оборудовании добывающих скважин в условиях Когалымского региона являются осадки, содержащие карбонаты кальция и магния (15–40 %). Влага и углеводородные соединения составляют 5–25 %, в виде примесей могут присутствовать до 0,5–4,5 % окислы железа и до 0,5–3 % кремнезема, наличие которых объясняется коррозией оборудования и выносом песка жидкостью в процессе эксплуатации скважин [4].

В отечественной и зарубежной практике известны различные методы борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти. Они делятся на две категории: предотвращающие отложения солей и методы борьбы с уже выпавшими осадками.

Борьба с отложившимися солями очень трудоемкий и не всегда эффективный процесс, поэтому практичнее использовать методы предупреждения выпадения [5, 6]. Основываясь на гидрохимических и термодинамических исследованиях, можно сделать выбор наиболее эффективного метода предупреждения, который будет воздействовать на основные причины, вызывающие перенасыщение попутно добываемых вод солеобразующими ионами на конкретном объекте [7].

Существуют различные способы предупреждения неорганических солей. Они представлены двумя обобщенными группами: безреагентные и химические методы предупреждения.

К безреагентным методам предотвращения отложения солей относятся:

— обоснованный выбор источников водоснабжения систем поддержания пластового давления;

— воздействие магнитными, силовыми и акустическими полями на перенасыщенные солями растворы;

— использование защитных покрытий труб и другого оборудования;

— конструктивные изменения оборудования.

Действие электромагнитного поля на процессы кристаллизации связано с влиянием магнитной и электрической составляющих на структуру солей. Однако теоретические исследования в данной области позволяют сделать вывод о том, что магнитное поле имеет малое влияние на снижение массы солейотложений [8].

Применение защитных покрытий также является одним из распространенных безреагентных способов повышения работоспособности нефтепромыслового оборудования в условиях отложения солей. Насосно-компрессорные трубы с внутренним покрытием из стекла, эмали или лака хорошо проявили себя на месторождениях, где темп солеобразования невысок.

Существует также опыт покрытия колес и направляющих электроцентробежных насосов пентапластом или изготовления их из полиамидных составов с покрытиями: эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием. Такая технология применялась на Самотлорском месторождении и показала положительные результаты. По промышленным данным можно судить об увеличении надежности работы установки электропогружного центробежного насоса и межремонтного периода работы. Однако такое оборудование можно применять при умеренной скорости отложения солей. В условиях же интенсивного отложения солей одновременно с использованием защитных покрытий целесообразно применять химические реагенты. Поэтому вопрос о перспективах использования защитных покрытий остается открытым.

Эмульгирование пластовой воды в нефти уменьшает вероятность контакта воды со стенками труб и другого промышленного оборудования. С этой целью применяются скважинные штуцеры, диспергаторы, хвостовики, спускаемые до интервала перфорации, позволяющие создавать устойчивые эмульсии. Необходимо отметить, что несмотря на безусловную целесообразность широкого применения при добыче безреагентных методов, они не позволяют существенно ослабить про-

цессы отложения солей, а лишь несколько увеличивают продолжительность нормальной работы скважины [9]. Высокоэффективным и технологичным способом предупреждения солеобразования является способ применения химических реагентов-ингибиторов солейотложений. Данные методы борьбы с солейотложением основаны на применении реагентов, которые препятствуют выпадению солей и отложению их на поверхности оборудования [10]. Согласно результатам отечественных и зарубежных исследований, применение химических реагентов позволяет получить качественную и продолжительную защиту оборудования от солейотложений при сравнительно небольших затратах.

Исторически в качестве возможных ингибиторов солейотложений предлагались многочисленные химреагенты. Однако только четыре класса химреагентов широко используются на нефтепромыслах: полифосфаты, фосфонаты, эфиры фосфата, полиакрилаты (полиакриламиды).

На сегодняшний день главным направлением в создании новых ингибиторов отложения солей является разработка многокомпонентных синергетических и многофункциональных композиций улучшенного качества.

Исходя из опыта, накопленного в области добычи нефти, были установлены требования к физико-химическим характеристикам ингибиторов солейотложений. Важнейшими из них являются высокая эффективность ингибирования процессов отложения солей, низкая температура замерзания, низкая коррозионная агрессивность, малая токсичность, совместимость с пластовыми водами, отсутствие отрицательного влияния на процессы подготовки нефти, способность хорошо адсорбироваться и медленно десорбироваться из пласта [11].

Когалымский завод химреагентов производит ингибиторы солейотложений на основе фосфонатных соединений. Эффективность ингибирования таких реагентов обусловлена: высокой устойчивостью к пластовым условиям, удержанием в пласте по адсорбционному механизму, взаимодействием с солеобразующими агентами по хелатному и пороговому типу одновременно, а также соответствием всех физико-химических свойств.

Для того, чтобы эффективно предотвращать солеобразование, необходимо ответственно подходить не только к выбору типа реагента и механизму его действия,

но и к технологии его применения. Использование ингибитора наиболее результативно при условии постоянного присутствия реагента в растворе, при этом наилучшие результаты достигаются при вводе ингибитора в раствор до начала кристаллизации неорганических солей [12].

В ТПП «Повхнефтегаз» для защиты от отложения солей глубинного насосного оборудования применяется ингибитор солеотложений. Реагент закачивается как в затрубное пространство, так и в призабойную зону пласта (в виде 10 %-го водного или водно-метанольного раствора). Сущность технологии применения заключается в периодической продавке ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта, адсорбции его на породе и постепенной десорбции в процессе отбора жидкости. При этом поддерживается рабочая дозировка ингибитора путем периодических обработок скважин в затрубное пространство, что обеспечивает предотвращение выпадения солей на всем пути движения жидкости, начиная от призабойной зоны пласта.

В ТПП «Повхнефтегаз» защита от отложения солей осуществляется при помощи закачек ингибитора солеотложений ХПКС-004 (А) с удельным расходом 30 г/т. ХПКС-004 (А) является многокомпонентной синергетической композицией, отвечающей всем современным требованиям к физико-химическим свойствам реагентов. Физико-химические свойства ингибитора солеотложений ХПКС-004 (А) представлены в таблице 1.

Фактический средний объем закачки ингибитора ХПКС-004(А) за первое полугодие 2018 г. составил 125 л в затруб и 300 л на обработку призабойной зоны пласта. Обработка

скважин производится согласно утвержденному графику (один раз в 30 дней) или по данным управления научно-исследовательских работ города Когалым. В ТПП «Повхнефтегаз» за период обслуживания солевых скважин выходов по причине отложения солей зафиксировано не было.

Объем реагента, закачиваемого при периодических обработках в затрубное пространство скважин, определяется по формуле:

$$V_{затр} = \frac{\rho_v \cdot V_o \cdot Q_{ж} \cdot n_v \cdot T}{\rho}$$

где  $\rho_v$  — плотность подтоварной воды, кг/м<sup>3</sup>;

$V_o$  — удельный расход ингибитора, г/т;

$Q_{ж}$  — суточный дебит скважины по жидкости, м<sup>3</sup>/сут;

$n_v$  — обводненность продукции скважины, массовые доли;

$T$  — периодичность обработки, сут;

$\rho$  — плотность реагента, кг/м<sup>3</sup>.

Интенсивная выработка запасов нефти месторождений Западной Сибири привела к возникновению проблемы неорганических солей.

На примере Ватьеганского месторождения рассчитаем объем реагента, необходимого для закачки в затрубное пространство скважин при периодических обработках ингибиторами солеотложения.

Ватьеганское месторождение — одно из крупнейших месторождений Западной Сибири. Для данного месторождения характерна высокая неоднородность продуктивных пластов. Только 20 % запасов находятся в коллекторах высокой проницаемости, остальные относятся к трудноизвлекаемым. Попутно добываемая вода эксплуатируемых пластов данного месторождения характери-

**Таблица 1.** Физико-химические свойства ингибитора солеотложений ХПКС-004 (А)

Наименование показателя	Норма по ТУ 2458-040-43122541-2001
Внешний вид	Однородная жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета
Массовая доля нелетучих веществ, %, не менее	3
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, при 20 °С, не более	20
Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с	500
Водородный показатель	4,21
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , в пределах	800–1100
Температура застывания, °С, не выше	минус 50
Растворимость в воде	растворимый/диспергируемый
Растворимость в углеводородах	растворимый/диспергируемый
Коррозионная агрессивность товарной формы реагента для марки стали Ст3, г/м <sup>2</sup>	0,089 для фонда скважин 0,125 — для остальных направлений
Эффективность ингибирования отложений при дозировке реагента 25–30 г/т, %, не менее	90

зуется присутствием следующих агентов: двуокиси углерода, ионов двухвалентного железа, следового количества биогенного сероводорода и кислорода. При прочих равных условиях влияние данных компонентов на солеобразование и коррозию технологического оборудования добычи будет возрастать с повышением обводненности продукции. В таблице 2 представлены результаты расчета объема ингибитора.

Из таблицы 2 следует, что в каждой скважине фактический объем ингибитора, закачиваемого в затрубное пространство скважин при периодических обработках, соответствует рассчитанному значению. Погрешность составляет от 0,1 % до 4,45 % и находится в пределах допустимых значений.

В ТПП «Повхнефтегаз» за период обслуживания солевых скважин выходов по причине отложения солей зафиксировано не было.

**Таблица 2.** Результаты расчета объема ингибитора, закачиваемого в затрубное пространство скважин Ватгеганского месторождения

№ скважины	Суточный дебит скважины по жидкости $Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	Плотность подтоварной воды $\rho_v$ , кг/м <sup>3</sup>	Обводненность $n_v$ , %	Объем ингибитора $V_{затр}$ , м <sup>3</sup>	
				расчетное значение	фактическое значение
54	150	1150	85,0	0,119	0,122
44	185	1150	78,5	0,136	0,138
51	170	1150	82,0	0,131	0,137

**Выводы**

Анализ отказов и аварий оборудования показывает, что на сегодняшний день увеличилась наработка на отказ подземного оборудования в проблемном фонде добывающих скважин ТПП «Повхнефтегаз».

Систематический анализ попутно добываемой воды, программа лабораторных и опытно-промышленных испытаний ингиби-

торов солеотложения, эффективные технологии защиты от отложения солей и достоверно произведенные расчеты объемов их закачки, а также усовершенствование методов прогнозирования, технологии предотвращения отложения солей и защиты оборудования позволили предотвратить выходы из эксплуатации скважин по причине отложения солей.

**СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Яркеева Н.Р. Оценка равновесной насыщенности попутно-добываемых вод сульфатом кальция в зависимости от их суммарной минерализации // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: сб. науч. тр. Уфэ: УГНТУ, 1999.
2. Кацавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
3. Яркеева Н.Р. Повышение эффективности предотвращения солеотложений в скважинах на поздней стадии разработки залежей: дисс. ... канд. техн. наук. Уфэ: УГНТУ, 2003.
4. Сильнов Д.В., Сиднев А.В. К вопросу о солеобразовании в процессе добычи нефти на севере Западной Сибири // Успехи современного естествознания. 2011. № 3. С. 46–47.
5. Габдуллин Р.Ф., Мусин Р.Р., Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р., Гильмутдинов Б.Р., Дорофеев С.В. Защита обсадной колонны и оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотосодержащих пен // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С. 102–105.
6. Пат. 2174590 РФ, МКИ Е 21 В 41/02. Способ защиты от коррозии и солеотложений внутрискважинного оборудования / Антипин Ю.В., Габдуллин Р.Ф., Яркеева Н.Р., Саматов М.И., Дорофеев С.В., Алетдинов И.Ф. Заявлено 04.12.2000; Опубл. 10.10.2001. Бюл. 28.
7. Сыртланов А.Ш., Фасхутдинов Р.А., Шайдуллин Г.Ш., Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р. Пути повышения

эффективности предотвращения образования отложений неорганических солей в скважинах // Нефтяное хозяйство. 2002. № 4. С. 59–61.

8. Лесин В.И. Физико-химические основы применения магнитных полей в процессах добычи, транспортировки, разработки и подготовки нефти // Фундаментальный базис нефтегазовых технологий. 2003. С. 130–135.

9. Shein E.V., Kharitonova G.V., Milanovsky E.Y. Aggregation of Natural Disperse Formations: Value of Organic Matter, Soluble salts and Diatoms // Biogeosystem Technique. 2016. No. 1 (7). pp. 77–86. DOI: 10.13187/bgt.2016.7.77.

10. Антипин Ю.В., Исланова Г.Ш., Кашапов Р.Р. Повышение эффективности использования ингибиторов отложения солей // Интервал. 2003. № 8. С. 65–67.

11. Беспалова Ю.В. Исследования ингибиторов солеотложений на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. 2014. № 4 (53). Т. 10. С. 9–10.

12. Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р., Исланова Г.Ш. Оптимизация расхода ингибиторов отложения солей // Проблемы нефти и газа: сб. науч. тр. Уфэ: Реактив, 2001. С. 145–146.

**REFERENCES**

1. Yarkeeva N.R. Otsenka ravnovesnoi nasyshchennosti poputno-dobyvaemykh vod sul'fatom kal'tsiya

v zavisimosti ot ikh summarnoi mineralizatsii [Estimation of Equilibrium Saturation of Calcium Sulphate-Produced Waters Depending on Their Total Mineralization]. *Sbornik nauchnykh trudov «Razrabotka i ekspluatatsiya neftyanykh mestorozhdenii»* [Collection of Scientific Papers «Development and Exploitation of Oil Fields»]. Ufa, USPTU, 1999. [in Russian].

2. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. *Soleobrazovanie pri dobyche nefi* [Salt Formation in Oil Production]. Moscow, Orbit-M Publ., 2004. 432 p. [in Russian].

3. Yarkееva N.R. *Povyshenie effektivnosti predotvrashcheniya soleotlozhenii v skvazhinakh na pozdnei stadii razrabotki zalezhei: diss. kand. tekhn. nauk*. [Improving the Efficiency of Prevention of Scaling in Wells at the Late Stage of Development of Deposits: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, USPTU, 2003. [in Russian].

4. Sil'nov D.V., Sidnev A.V. *K voprosu o soleobrazovanii v protsesse dobychi nefi na severe Zapadnoi Sibiri* [On the Issue of Salt Formation in the Process of Oil Production in the North of Western Siberia]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya — Progress in Modern Natural Science*, 2011, No. 3, pp. 46–47. [in Russian].

5. Gabdullin R.F., Musin R.R., Antipin Yu.V., Yarkееva N.R., Gil'mutdinov B.R., Dorofeev S.V. *Zashchita obsadnoi kolonny i oborudovaniya skvazhiny ot korrozii i otlozheniya solei ingibitiruyushchimi kompozitsiyami v sostave azotosoderzhashchikh pen* [Protection of Casing String and Well Equipment against Corrosion and Salt Deposition by Inhibiting Compositions in the Composition of Nitrogen-Containing Foams]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2005, No. 7, pp. 102–105. [in Russian].

6. Antipin Yu.V., Gabdullin R.F., Yarkееva N.R., Samatov M.I., Dorofeev S.V., Aletdinov I.F. *Sposob zashchity ot korrozii i soleotlozhenii vnutriskvazhinnogo oborudovaniya* [A Method of Protection against Corrosion and Scaling of Downhole Equipment]. Patent RF, No. 2174590, 2001. [in Russian].

7. Syrtlanov A.Sh., Faskhutdinov R.A., Shaidulin G.Sh., Antipin Yu.V., Yarkееva N.R. *Puti povysheniya effektivnosti predotvrashcheniya obrazovaniya otlozhenii neorganicheskikh solei v skvazhinakh* [Ways to Increase the Effectiveness of Preventing the Formation of Deposits of Inorganic Salts in Wells]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2002, No. 4, pp. 59–61. [in Russian].

8. Lesin V.I. *Fiziko-khimicheskie osnovy primeneniya magnitnykh polei v protsessakh dobychi, transportirovki, razrabotki i podgotovki nefi* [Physico-Chemical Principles of the Application of Magnetic Fields in the Processes of Extraction, Transport, Development and Preparation of Oil]. *Fundamental'nyi bazis neftegazovykh tekhnologii — Fundamental Basis of Oil and Gas Technologies*, 2003, pp. 130–135. [in Russian].

9. Shein E.V., Kharitonova G.V., Milanovsky E.Y. *Aggregation of Natural Disperse Formations: Value of Organic Matter, Soluble Salts and Diatoms*. *Biogeosystem Technique*, 2016, No. 1 (7), pp. 77–86. DOI: 10.13187/bgt.2016.7.77.

10. Antipin Yu.V., Islanova G.Sh., Kashapov R.R. *Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya ingibitorov otlozheniya solei* [Increase of Efficiency of Use of Salt Inhibitors]. *Interval — Interval*, 2003, No. 8, pp. 65–67. [in Russian].

11. Bepalova Yu.V. *Issledovaniya ingibitorov soleotlozhenii na mestorozhdeniyakh Zapadnoi Sibiri* [Investigations of Scaling Inhibitors on Deposits in Western Siberia]. *Akademicheskii zhurnal Zapadnoi Sibiri — Academic Journal of Western Siberia*, 2014, No. 4 (53), Vol. 10, pp. 9–10. [in Russian].

12. Antipin Yu.V., Yarkееva N.R., Islanova G.Sh. *Optimizatsiya raskhoda ingibitorov otlozheniya solei* [Optimization of the Consumption of Inhibitors of Salt Deposition]. *Sbornik nauchnykh trudov «Problemy nefi i gaza»* [Collection of Scientific Papers «On Oil and Gas»]. Ufa, Reaktiv Publ., 2001. pp. 145–146. [in Russian].

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

### ABOUT THE AUTHORS

**Газизова Эльвина Рустамовна**, студентка кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

**Elvina R. Gazizova**, Student of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: gazizowa.elwina@yandex.ru

**Гадельшин Инсар Равилевич**, студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

**Insar R. Gadelshin**, Student of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: insar2000@yandex.ru

**Денисламов Ильдар Зафирович**, канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

**Ildar Z. Denislamov**, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: denislamoviz@mail.ru