

УДК 622.276

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛИСТЫХ  
КОМПОНЕНТОВ В НЕФТИ НА ПРОЦЕСС ОБРАЗОВАНИЯ  
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

**RESEARCH OF INFLUENCE OF ASPHALTENE-RESIN SUBSTANCES  
INTO OIL ON THE FORMATION  
OF ASPHALTENE-PARAFFIN-RESIN DEPOSITION**

**Коробов Г.Ю., Рогачев М.К.**

**ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет  
«Горный», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация**

**G.Yu. Korobov, M.K. Rogachev**

**FSBEI NPE “National Mineral Resources University”, Saint-Petersburg,  
the Russian Federation**

**e-mail: korobovgrigory@yandex.ru**

**Аннотация.** Переход нефтяных месторождений на завершающую стадию разработки сопровождается увеличением обводненности продукции скважин, падением пластовых и забойных давлений, увеличением содержания высокомолекулярных компонентов в добываемой нефти. Эти факторы увеличивают риск осложнения при эксплуатации нефтедобывающих скважин из-за выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках скважин и на омываемом оборудовании. Влияние количества высокомолекулярных компонентов в нефти и обводненности на термобарические условия выпадения АСПО и на интенсивность выпадения отложений требует глубокого изучения.

В настоящей работе показаны результаты исследования температуры насыщения нефти парафином в зависимости от различного содержания в

ней асфальтено-смолистых веществ (АСВ) при барических условиях, соответствующих пластовым. Показаны исследования интенсивности выпадения асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) на холодном стержне в зависимости от содержания в нефти смолистых компонентов. Полученные результаты экспериментальных исследований на малосмолистой, высокопарафинистой нефти показывают, что присутствие в нефтяной дисперсной системе асфальтенов и смол может приводить к депрессорным эффектам. Согласно полученным результатам установлено, что асфальтено-смолистые компоненты являются естественными депрессорами, понижающими температуру кристаллизации парафина в нефти, а их депрессорные свойства зависят от типа нефти.

Результаты исследования интенсивности выпадения АСПО показывают, что седиментационная устойчивость безводной нефти при увеличении содержания АСВ остается практически без изменений и не отражается на количестве осадка, тогда как исследования на обводнённой модели показывают, что с увеличением содержания АСВ количество выпавшего осадка значительно возрастает.

**Abstract.** The completion phase of an oil field development is characterized by increased water cutting of well production, reservoir and bottom-hole pressures decline, growth of high molecular weight (HMW) components content in crude oil. These aspects make field operations more hazardous as they lead to formation of asphaltene-paraffin-resin deposition (APRD) on borehole walls and equipment. The impact of HMW components in crude oil and water-cut on pressure and temperature conditions of APRD and on its rate needs detailed study.

This paper presents some results of the analysis of oil paraffin saturation point depending on asphaltene-resin substances (ARS) content under reservoir conditions. Dependence of the rate of APRD on a cold well walls and resin substances content in oil is studied. The results of experiments with low-resin and high-paraffin crude oil show that asphaltenes and resins in oil dispersion

system can result in depressive effects. According to the results, asphaltene-resin substances are natural depressants, making the temperature of paraffin appearance in oil lower, and their properties depend on the base of oil.

The results of the rate of APRD show that sedimentation stability of dry crude oil with increasing of ARS content remains almost stable and does not have any impact on deposition, whereas in experiments with wet crude oil increased ARS content leads to significantly higher deposition.

**Ключевые слова:** асфальтосмолопарафиновые отложения, асфальтены, смолы, парафины, температура насыщения нефти парафином.

**Key words:** asphaltene-paraffin-resin deposition, asphaltene, resin, paraffin, paraffin saturation point.

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), на омываемых поверхностях скважинного оборудования и эксплуатационных колонн, является одним из основных осложнений при эксплуатации нефтедобывающих скважин [1]. Проблема образования АСПО становится еще более актуальной в связи с переходом многих месторождений на позднюю стадию разработки, для которой характерна высокая обводненность добываемой продукции. Для успешного проведения мероприятий, направленных на предупреждение образования и удаление АСПО, необходимо руководствоваться общими подходами и, прежде всего, более глубоко вникнуть в причины, вызывающие образование АСПО в нефтепромысловом оборудовании [2].

Известно, что процесс образования АСПО определяется многими факторами, среди которых - свойства нефти (физико-химические характеристики, групповой химический состав) [3], условия эксплуатации технологического оборудования при добыче, транспорте и хранении нефти (термобарические условия, гидродинамические характеристики потока и т.д.) и другие. Особое значение в ряду факторов, определяющих

склонность нефти к образованию АСПО, имеют высокомолекулярные компоненты нефти (парафины, смолы, асфальтены), причем не только их количественное содержание, но и состав, строение и взаимное соотношение. Последнее определяет характер взаимодействия высокомолекулярных компонентов нефти и при пониженных температурах, т.е. в условиях, когда возрастают силы межмолекулярного взаимодействия между отдельными компонентами [4]. Нефть представляет собой дисперсную систему и, воздействуя на характер взаимодействия между парафинами, смолами и асфальтенами, становится возможным управлять процессами структурообразования в нефтяной системе.

Одним из приемов, позволяющих влиять на этот процесс, является введение в поток нефти различных присадок: депрессаторов, модификаторов структуры, диспергаторов, ингибиторов парафиноотложений, действие которых направлено на снижение температуры застывания, уменьшение вязкости, предотвращение образования отложений. Причем тенденцией последнего времени в области разработки присадок является создание полифункциональных композиций, позволяющих решать сразу несколько из заявленных задач [5].

Несмотря на большое число публикаций по проблеме борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтепромысловом оборудовании, еще остается немало направлений, требующих углубления исследований в данной области. Так, например, мало изученным является влияние обводненности нефти на склонность к образованию АСПО, причем эта задача является актуальной, как при добыче нефти с небольшой обводненностью, так и на поздней стадии разработки, когда содержание воды в скважинной продукции может достигать до 90%.

Для выработки наиболее эффективных, с химической точки зрения, путей предотвращения образования отложений органических веществ

необходимо получение адекватного представления о влиянии на этот процесс состава и свойств самой нефти.

В качестве объекта исследования были выбраны 5 проб нефти одного из месторождений, осложненного выпадением АСПО. Некоторые сведения о свойствах и составе проб нефти представлены в таблице 1.

Таблица 1. Свойства и состав проб нефти

Номер пробы	1	2	3	4	5
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,826	0,894	0,815	0,829	0,846
Вязкость динамическая, мПа*с	7,57	42,68	5,25	13,1	7,27
Содержание:					
парафинов, % масс.	5,9	5,6	8,1	7,8	4,5
асфальтенов, % масс.	1,6	3,6	0,6	1,8	3,3
смола, % масс.	2,8	9,5	2,5	3,5	4,5

Путем смешивания указанных в таблице 1 проб были получены две модели нефти (модель А и модель Б), отличающиеся друг от друга содержанием асфальтенов (при одинаковом содержании смол и парафинов). Смешивание проб № 1, № 2, № 3 в пропорциях 0,75; 0,18; 0,07 соответственно, позволило получить модель нефти А. Смешивание проб № 1, № 4, № 5 в пропорциях 0,04; 0,44; 0,52 соответственно, позволило получить модель нефти Б. Сведения о содержании высокомолекулярных компонентов в моделях нефти (А, Б) представлены в таблице 2.

Таблица 2. Содержание высокомолекулярных компонентов в моделях нефти (А, Б)

Модель нефти	А	Б
Получение	1:2:3=0,75:0,18:0,07	1:4:5=0,04:0,44:0,52
Содержание:		
парафинов, % масс.	6	6
асфальтенов, % масс.	1,9	2,6
смола, % масс.	4	4

Приготовленные модели нефти (А, Б) использовались для оценки влияния содержания асфальтенов на процесс образования АСПО. Анализ

промысловых данных показывает, что интенсивное образование АСПО имеет место при температуре жидкости ниже температуры насыщения нефти парафином [6]. Для подтверждения влияния содержания асфальтенов в нефти на установке Flass (Vinci Technologies), предназначенной для изучения процессов образования твердых веществ в пластовом флюиде, был проведен эксперимент по определению температуры насыщения нефти парафином (изобарное снижение температуры при давлении 24 МПа). Результаты проведенных исследований приведены на рисунке 1.

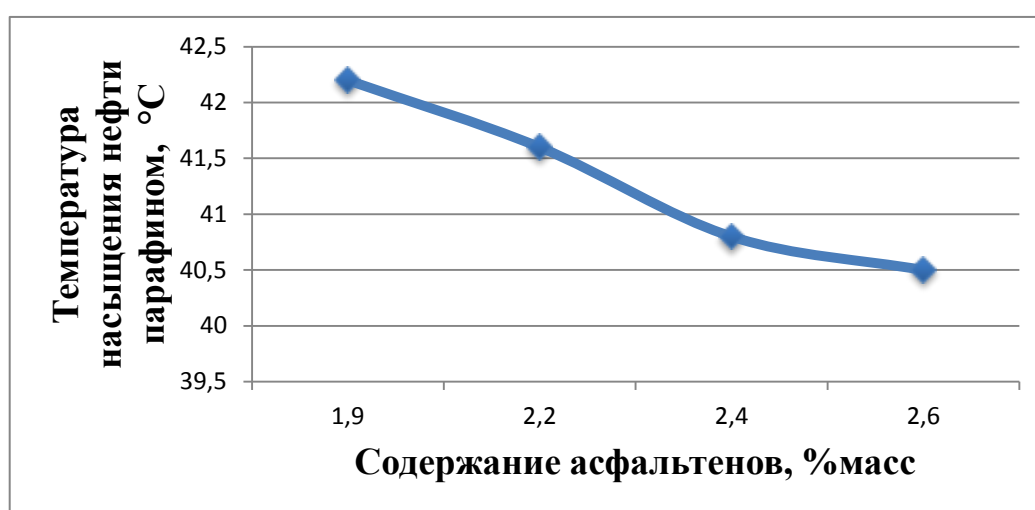


Рисунок 1. Влияние содержания в нефти асфальтенов на температуру насыщения ее парафином

Для оценки влияния содержания в нефти смол на температуру насыщения ее парафином были получены две модели нефти: модель В (смесь нефтей № 1, № 2, № 3 в пропорциях 0,38; 0,51; 0,11 соответственно) и модель Г (смесь нефтей № 1, № 4, № 5 в пропорциях 0,11; 0,41; 0,48 соответственно), отличающиеся друг от друга по содержанию смол (при одинаковом содержании асфальтенов и парафинов). Сведения о содержании высокомолекулярных компонентов в моделях нефти (В, Г) представлены в таблице 3.

Результаты экспериментов по оценке влияния смол на температуру насыщения нефти парафином, при изобарном снижении температуры и давлении 24 МПа представлены на рисунке 2.

Таблица 3. Содержание высокомолекулярных компонентов в моделях нефти (В, Г)

Пробы	В	Г
Получение	1:2:3=0,38:0,51:0,11	1:4:5=0,11:0,41:0,48
Содержание:		
парафинов, % масс.	6	6
асфальтенов, % масс.	2,5	2,5
смол, % масс.	3,5	6,2

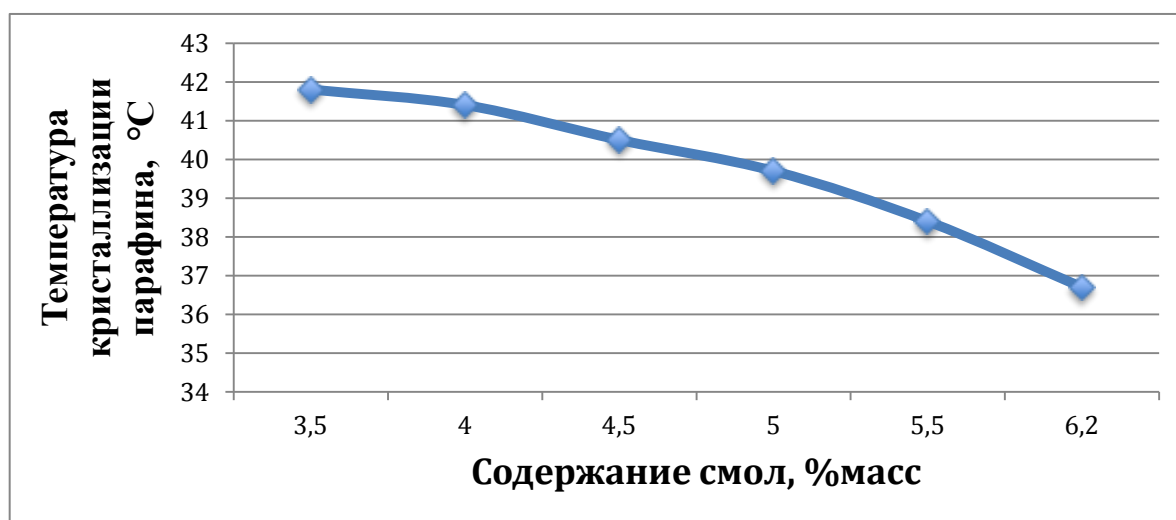


Рисунок 2. Влияние содержания смол на температуру насыщения нефти парафином

Таким образом, результаты экспериментальных исследований показывают, что содержащиеся в высокопарафинистой малосмолистой нефти асфальтены и смолы могут быть естественными депрессаторами.

Для оценки влияния общего содержания асфальтено-смолистых веществ (АСВ) на интенсивность образования АСПО проведено исследование по методу холодного стержня. Исследовалась безводная нефть и нефть, обводненная на 50%. Результаты исследования показаны на рисунке 3.

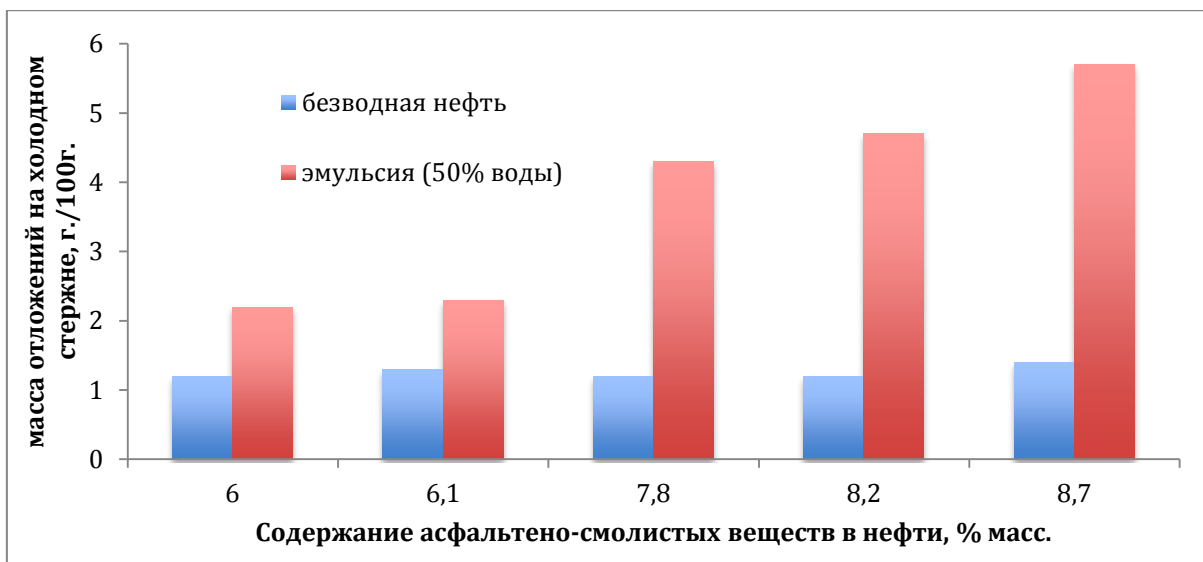


Рисунок 3. Влияние асфальтено-смолистых веществ в нефти на интенсивность образования АСПО

Результаты исследования интенсивности выпадения АСПО показывают, что седиментационная устойчивость безводной нефти при увеличении содержания АСВ остается практически без изменений и не отражается на количестве осадка, тогда как исследования на обводнённой модели показывают, что с увеличением содержания АСВ количество выпавшего осадка значительно возрастает. Природные ПАВ (АСВ, парафины) концентрируются на границе раздела фаз вода-нефть, образуя, так называемые, бронирующие оболочки, что, несомненно, приводит к увеличению устойчивости водонефтяной эмульсии [7]. Можно предположить, что если нефть образует устойчивую эмульсию, то эмульгированная вода вовлекается в формирование отложений и, как следствие, наблюдается значительное увеличение массы образующихся отложений.

Для оценки влияния обводненности нефти на интенсивность образования АСПО проведено исследование по методу «холодного стержня» на водонефтяных эмульсиях (с содержанием воды до 60%), приготовленных путем перемешивания с помощью мешалки пропеллерного типа (2000 об/мин в течение 10 минут). Результаты исследования представлены на рисунке 4.



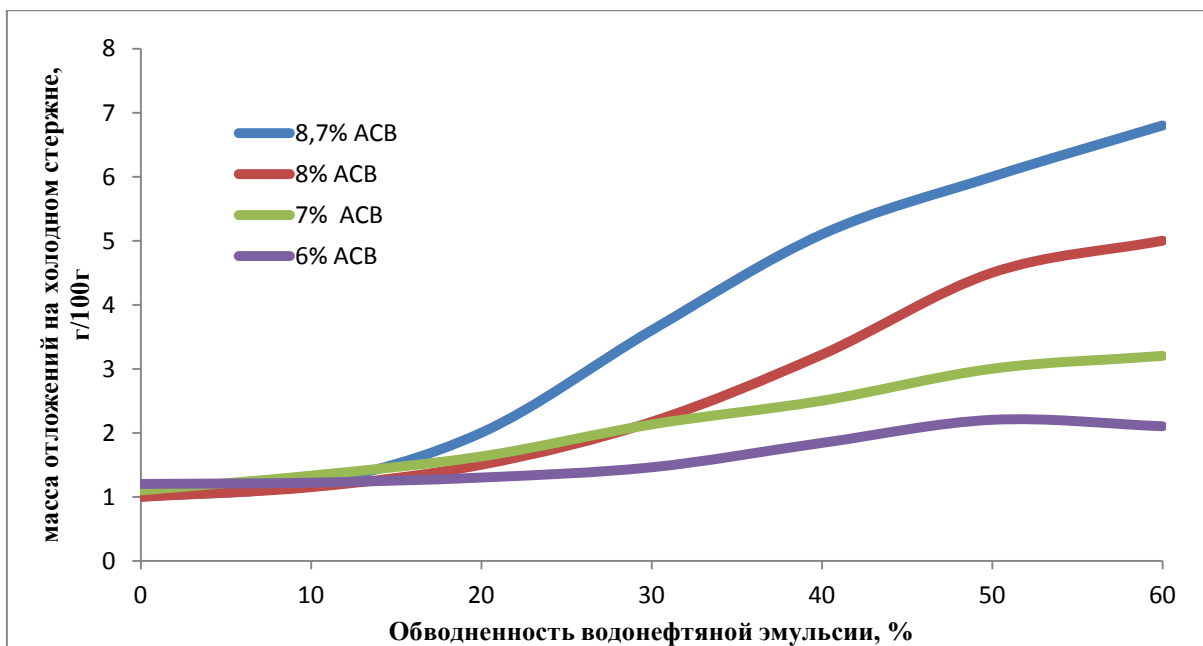


Рисунок 4. Влияние асфальтено-смолистых веществ в нефти на интенсивность образования АСПО при различной степени обводненности водонефтяной эмульсии

Из рисунка 4 видно, что увеличение содержания АСВ в нефти вызывает увеличение интенсивности выпадения АСПО, особенно это проявляется при увеличении обводненности от 15%, что связано с увеличением способности нефти и воды образовывать устойчивую эмульсию. В случае, когда нефть не образует устойчивых эмульсий, уровень обводненности нефти незначительно сказывается на количестве АСПО.

## Выводы

1. При определении температуры насыщения нефти парафином для различных по содержанию асфальтено-смолистых веществ нефтей доказано, что в случае высокопарафинистых малосмолистых нефтяных систем действие асфальтенов и смол на образование АСПО имеет депрессорный характер.

2. Исследования показали, что влияние асфальтено-смолистых веществ на интенсивность образования АСПО наиболее ярко проявляется для обводненных нефтей, что объясняется увеличением способности

образовывать устойчивые водонефтяные эмульсии, при которых эмульгированная вода вовлекается в объем отложений.

### **Список используемых источников**

1 Коробов Г.Ю., Мордвинов В.А. Распределение температуры по стволу добывающей скважины // Нефтяное хозяйство. 2013. № 4. С. 57-59.

2 Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения// Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2011. № 1. С. 268-284.

3 Гумеров К.О., Зейгман Ю.В., Гумеров О.А. Исследование физических свойств водонефтяных дисперсных систем в процессе их движения через погружные центробежные насосы// Нефтегазовое дело. 2013. № 4. С.73-76.

4 Бешагина Е.В., Юдина Н.В., Лоскутова Ю.В. Кристаллизация нефтяных парафинов в присутствии поверхностно-активных веществ //Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2007. №2.

5 Мухаметова Э.М., Мусавирова Г.А. Изучение воздействия комплексных реагентов, содержащих ПАВ, на асфальтосмолистые и парафиновые отложения //Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2007. № 8. С. 14-19.

6 Тронов В.П. Уточнение роли некоторых факторов, влияющих на процесс выпадения твердой фазы в потоке//Вопросы бурения скважин и добычи нефти: Тр. ТатНИПИнефть. М.: Недра, 1964. Вып.5. С. 223-230.

7 Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений/Каюмов М.Ш. [и др.] //Нефтяное хозяйство. 2006. № 3. С. 48-49.

## References

1 Korobov G.Yu., Mordvinov V.A. Raspredelenie temperatury po stvolu dobyvayushei skvazhiny // Neftyanoe hozyaistvo. 2013. № 4. S. 57-59. [in Russian].

2 Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asfal'tosmoloparafinovye otlozheniya v processah dobychi, transporta i hraneniya// Neftegazovoe delo: elektron. nauch. zhurn. 2011. № 1. S. 268-284. [in Russian].

3 Gumerov K.O., Zeigman Yu.V., Gumerov O.A. Issledovanie fizicheskikh svoystv vodoneftyanykh dispersnykh sistem v processe ih dvizheniya cherez pogruzhnye centrobezhnye nasosy// Neftegazovoe delo. 2013. № 4. S.73-76. [in Russian].

4 Beshagina E.V., Yudina N.V., Loskutova Yu.V. Kristallizatsiya neftyanykh parafinov v prisutstvii poverhnostno-aktivnykh veshchestv //Neftegazovoe delo: elektron. nauch. zhurn. 2007. №2. [in Russian].

5 Muhametova E.M., Musavirova G.A. Izuchenie vozdeistviya kompleksnykh reagentov, sodержashih PAV, na asfal'tosmolistyie i parafinovye otlozheniya //Zashita okruzhayushei sredy v neftegazovom komplekse. 2007. № 8. S. 14-19. [in Russian].

6 Tronov V.P. Utochnenie roli nekotorykh faktorov, vliyayushih na process vypadeniya tverdoi fazy v potoke//Voprosy bureniya skvazhin i dobychi nefiti: Tr. TatNIPIneft'. M.: Nedra, 1964. Vyp.5. S. 223-230. [in Russian].

7 Uchet osobennostei obrazovaniya asfal'tosmoloparafinovyykh otlozhenii na pozdnei stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdenii/ Kayumov M.Sh. [i dr.] //Neftyanoe hozyaistvo. 2006. № 3. S. 48-49. [in Russian].

## **Сведения об авторах**

### **About the authors**

Коробов Г.Ю., аспирант кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

G.Yu. Korobov, Post-Graduate Student of the Chair “Development and Operation of Oil and Gas Fields”, FSBEI HPE “National Mineral Resources University”, Saint-Petersburg, the Russian Federation

e-mail: korobovgrigory@yandex.ru

Рогачев М.К., д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» ФГБОУ ВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

M.K. Rogachev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of the Chair “Development and Operation of Oil and Gas Fields”, FSBEI HPE “National Mineral Resources University”, Saint-Petersburg, the Russian Federation