И.З. Денисламов, Д.Р. Хакимов, П.Н. Шадрина (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ОСОБЕННОСТИ ДВИЖЕНИЯ НЕФТИ В МЕЖТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИН

Ildar Z. Denislamov, Jamil R. Khakimov, Polina N. Shadrina
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

OIL MOVEMENT FEATURES IN THE ANNULUS OF THE WELL

Введение

В статье рассмотрено состояние газожидкостного состава в межтрубном пространстве скважины, уточнена модель движения нефти от глубинного насоса до динамического уровня жидкости. Приведен положительный пример подачи деэмульгатора с устья скважины в межтрубное пространство скважин осложненного фонда на нефтяном месторождении Республики Башкортостан.

Цели и задачи

Оценить состояние флюидов в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин для выработки модели движения реагентов на прием глубинного насоса без обеспечения их продавки скважинной или технологической жидкостью.

Оценить результаты промыслового эксперимента по периодическим заливкам деэмульгатора в межтрубное пространство скважин, добывающих водонефтяную эмульсию высокой вязкости.

Разработать техническое решение для снижения сепарации попутного нефтяного газа из нефти межтрубного пространства в газовую среду скважины и нормализации работы глубинно-насосного оборудования.

Background

The article considers the state of the gas-liquid mixture in the annulus of the well, adjusts the model of oil movement from the well pump to the dynamic liquid level. A positive example of demulsificator injection from the well-head into the annulus of difficult wells at the oil field in the Republic of Bashkortostan is given.

Aims and Objectives

To evaluate the state of fluids in the annulus of oil producing wells in order to develop a movement model of reactants to the suction of well pump without squeezing it with well fluid or overflush fluid.

To evaluate the results of the field experiment on demulsificator injection in the annulus of oil wells producing high-viscosity oil-in-water emulsion.

To develop a technical solution in order to reduce associated petroleum gas separation from oil of the annulus to gas environment of the well and normalize the operation of the down-hole pumping equipment.

Методы

Проведен сопоставительный анализ существующей модели газожидкостного состава в межтрубном пространстве скважин с её плотностью по данным термо-манометрических систем.

Рассмотрена эффективность деэмульгатора в лабораторных условиях и в ходе экспериментального применения на скважинах путем дозирования в межтрубное пространство скважин.

Результаты

Уточнена модель двухстороннего движения нефти в межтрубном пространстве нефтедобывающих скважин.

Определен наиболее эффективный реагент для разрушения водонефтяной эмульсии рассмотренных скважин, проведена оценка его применения на трех скважинах Менеузовского нефтяного месторождения.

Обоснована необходимость турбулизации нефти в межтрубном пространстве скважин, разработана схема крепления в колонне лифтовых труб устройств со спиралевидной ребристой поверхностью.

Methods

The comparative analysis of the existing model of gas-liquid mixture in the annulus of the wells using its density according to the data from thermo-manometric systems is performed.

The effectiveness of the demulsificator under laboratory conditions and in the course of the experimental application at the wells by its dosing into the annulus of the wells is considered.

Results

The most of two-way movement of the oil in the annulus of oil producing wells is adjusted.

The most effective demulsification reagent for the considered wells is determined, and its application on 3 wells of the Meneuzovskoye oil field is evaluated.

The necessity of oil turbulization in the annulus of the wells is proved, the fastening scheme of devices with a spiral ribbed surface in the flow column is developed.

Ключевые слова: нефть; попутный нефтяной газ; реагент; деэмульгатор; водонефтяная эмульсия; динамический уровень жидкости; насос

Key words: oil; associated petroleum gas; reagent; demulsifier; oil-water emulsion; dynamic liquid level; pump

Подача физико-химического реагента на прием глубинного насоса через межтрубное пространство (МП) скважин - это общепринятая практика во многих нефтедобывающих компаниях страны.

Движение реагента может быть организовано по специальной трубке, которая крепится к колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) при спуске насоса на глубину. У таких капиллярных трубок есть недостатки: они имеют малый внутренний диаметр и малую пропускную способность, а при спуске и подъеме вместе с колонной НКТ они могут

получить повреждения из-за своего местоположения между двумя стальными колоннами.

Подача в межтрубное пространство деэмульгатора, органического растворителя или необходимого ингибитора без капиллярных трубок применяется повсеместно из-за простоты и малой стоимости технологии. Простой способ может иметь особенности реализации, например, для перемещения реагента в МП используется дозирующее устройство или передвижной насосный агрегат типа ЦА-320. При их отсутствии реагент подается в кольцевое пространство скважины после

сравливания попутного нефтяного газа (ПНГ) в атмосферу и постепенно стекает по стальной поверхности труб до уровня нефти. Для ускорения этого движения рекомендуется организовать круговую циркуляцию скважинной жидкости на несколько часов в зависимости от производительности глубинного насоса [1].

По определенным технологическим причинам круговой циркуляции может и не быть, тем не менее, и деэмульгатор, и растворитель асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) доходят до приема насоса и со временем показывают свою эффективность. В статье [2] проанализирован опыт 2000 обработок скважин, эксплуатация которых осложнена формированием АСПО в глубинно-насосном оборудовании. Эффективность таких обработок доходила до 65-70 %. Если растворитель значительного объема, 500-700 л, самотеком за 1-2 мин проходит газовую среду скважины, то каким будет его дальнейшее движение в жидкостной среде МП? В непосредственном контакте с нефтью и теми отложениями, которые образовались на поверхности колонны лифтовых труб и обсадной колонны, растворитель частично теряет свою эффективность [3], но доходит до насоса и попадает через насос в колонну с отложениями.

Для детализации движения растворителя или любого другого реагента от уровня нефти до насоса рассмотрим *модель газожидкостного состава (ГЖС) в межтрубном пространстве скважины*, описанную в работе [4]. Авторы показали, что в узком кольцевом пространстве скважины находятся два потока нефти. Наверх поднимается легкая нефть с большим газосодержанием, которая доходит до уровня жидкости и отдает ПНГ в газовую среду. Вниз движется тяжелая дегазированная нефть. Она смешивается со свежей пластовой продукцией и поступает на прием насоса.

По мнению авторов работы [4], газосодержание во встречных потоках нефти не выравнивается из-за того, что для этого не хватает времени их контакта. Данную модель состояния ГЖС в МП мы дополняем тем, что

предлагаем разместить лифтируемую нефть с пузырьками газа в кольцевом пространстве вокруг колонны НКТ. Тяжелая нефть будет спускаться по стенке обсадной колонны (рисунок 1).

Такое уточнение процесса исходит из-за того, что поверхность колонны НКТ будет иметь большую температуру, чем обсадная колонна, и пузырьки ПНГ будут формироваться вокруг лифтовых труб после снижения давления.

Приведенная на рисунке 1 модель газожидкостного состава объясняет, почему любой реагент, подаваемый с устья скважины в МП, даже без организации круговой циркуляции попадает на прием глубинного насоса. Реагент с плотностью более 800 кг/м^3 буквально тонет в поднимающейся вверх газированной нефти и движется вниз вслед за тяжелой дегазированной нефтью.

Сегодня плотность нефти с газом в МП не сложно оценить по данным термоманометрических систем, информации по давлению на устье скважины и уровня жидкости в скважине.

Проведенные исследования и расчеты [5,6] показывают, что по рассмотренным скважинам средняя плотность ГЖС находится в пределах $450-750 \text{ кг/м}^3$. Так как в нефтедобывающих скважинах в межтрубном пространстве от уровня жидкости до насоса находится в основном нефть [7,8], то в рассматриваемом пространстве будет в той или иной мере наблюдаться двухстороннее движение нефти. Процесс будет в значительной мере зависеть от работы устьевого перепускового клапана 2 (рисунок 1) и состава нефти по содержанию ПНГ.

Рассмотрим эффективность доставки реагентов на прием насоса по межтрубному пространству на примере эксплуатации скважин со штанговыми плунжерными насосами, добывающих высоковязкую нефть. Скважины эксплуатируются на Менеузовском нефтяном месторождении Республики Башкортостан силами ПАО «Башнефть» и характеризуются низкими значениями межремонтного периода из-за частых обрывов колонны штанг и поломок плунжерных насосов.

- 1 - глубинный насос; 2 - перепускной клапан в систему нефтесбора;
 3 - движение вверх газированной нефти;
 4 - движение вниз дегазированной нефти

Рисунок 1. Модель газожидкостного состава в межтрубном пространстве нефтедобывающей скважины

В таблице 1 приведены данные по водненности добываемой эмульсии и плотности нефти и воды, из которых видно, что нефти тяжелые, а образованные эмульсии имеют значительную вязкость.

Отобранные пробы водонефтяной эмульсии были исследованы на разрушаемость при дозировке в них двух видов деэмульгатора: водорастворимого СНПХ-4410 и маслорастворимого Рекод-758.

Результаты лабораторных измерений даны в таблице 2.

Испытания реагентов показали следующее:

- пробы эмульсий устойчивы к разрушению;
- эмульсия скважины 49 ИЛШ лучше прореагировала на деэмульгатор, так как имеет в составе большее количество воды;
- для всех скважин необходимо повышенная дозировка реагентов.

В сентябре 2006 г. через межтрубное пространство рассмотренных скважин начались еженедельные разовые заливки деэмульгатора СНПХ-4410 с дозировкой 100-200 г/т в расчете на добываемую нефть. Результаты промыслового эксперимента по оценке влияния реагента на эффективность его работы приведены в таблице 3.

Таблица 1. Параметры продукции исследуемых скважин

Номера скважин	Обводненность эмульсии, %	Плотность эмульсии, кг/м ³	Вязкость эмульсии, сСт	Плотность, кг/м ³	
				нефти	воды
3045	31	1094	799	1001	1123
3178	38	1075	2649	994	1160
49 ИЛШ	63	1028	913	965	1133

Таблица 2. Кинетика отстоя воды в испытании деэмульгаторов

№ опыта	Реагент	Дозировка г/т по нефти	% воды, выделившейся от объема эмульсии во времени, ч								
			8 °С				20 °С				
			0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	21,0
Скважина 3045											
1	СНПХ-4410	100	-	-	-	-	13	17	20	20	25
2	СНПХ-4410	70	-	-	-	-	-	4	14	15	20
3	Рекод-758	100	-	-	-	-	-	-	5	10	25
4	Рекод-758	70	-	-	-	-	-	-	-	-	20
5	без реагента	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Скважина 3178											
6	СНПХ-4410	100	-	-	-	-	-	10	21	23	30
7	СНПХ-4410	70	-	-	-	-	-	-	-	-	18
8	Рекод-758	100	-	-	-	-	следы	12	21	26	32
9	Рекод-758	70	-	-	-	-	-				
10	без реагента	0	-	-	-	-	-				
Скважина 49 ИЛШ											
11	СНПХ-4410	100	53	55	57	59	59	59	59	59	62
12	СНПХ-4410	70	47	48	49	49	50	50	51	53	60
13	Рекод-758	100	58	62	62	63	63	63	63	63	63
14	Рекод-758	70	58	60	60	61	61	61	62	62	63
15	без реагента	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 3. Основные результаты заливки СНПХ-4410 в МП скважин

Скважина	Дата	Нагрузка на полир. шток, кг		Ндин, м	Динамограф
		максимальная	минимальная		
3045 $Q_{ж} = 5 \text{ м}^3/\text{сут}$	01.09.06	6259	1598	1272	ИКГН-1
	19.10.06	4980	2195	1263	
	17.11.06	5400	1920	1250	
	14.12.06	5520	2400	1248	
3178 $Q_{ж} = 1,5 \text{ м}^3/\text{сут}$	01.09.06	7326	1699	1241	ИКГН-1
	19.10.06	7440	1663	1237	
	17.11.06	6780	1740	1232	
	14.12.06	5760	2400	1219	
	15.12.06	6120 (в простое)	2520	1210	
48 ИЛШ $Q_{ж} = 7 \text{ м}^3/\text{сут}$	01.09.06	4925	2264	374	ИКГН-1
	18.09.06	4488	2604	389	
	19.10.06	4280	2583	422	
	17.11.06	4620	2720	392	
	14.12.06	4320	2520	380	

Анализ выполненных исследований позволяет заключить следующее.

1. Водорастворимый СНПХ-4410 показал свою эффективность на всех трех скважинах:

- максимальные нагрузки уменьшились на 12-23 %;
- минимальная нагрузка на колонну штанг увеличилась на 20-52 %.

2. Реагент при отсутствии круговой циркуляции доходит до приема насоса в течение 2-4 недель.

3. Уровни жидкости в МП остались неизменными, кроме времени простоя скважины № 3178 с 15.12.2006, когда пошел процесс накопления нефти в МП.

Движение нефти вверх и вниз в межтрубном пространстве скважины обеспечивает доставку реагентов на прием глубинного насоса, но это явление имеет и свою негативную сторону. При неисправности перепускного клапан (в зимнее время он может замерзнуть от конденсата) происходит накопление попутного нефтяного газа выше уровня нефти с повышением давления в

газовой среде. Уровень нефти в МП, в том числе газированной, начинает приближаться к насосу.

Давления на приеме насоса и в призабойной зоне пласта также растут, приток пластовой жидкости ослабевает, электроцентробежный насос начинает откачивать нефть из межтрубного пространства, вследствие чего погружной электродвигатель перегревается, поэтому система защиты выводит его из эксплуатации.

Если насос продолжает работать, происходит его остановка по другой причине - нефть с повышенным содержанием газа заполняет рабочие полости насоса любого типа, содержание свободного газа становится выше критической величины, что ведет к срыву подачи жидкости.

Для снижения негативных последствий происходящих в межтрубном пространстве скважин процессов авторы считают целесообразным снижение поступления ПНГ в газовую среду скважины. Необходимо минимизировать разнонаправленное движение различных по содержанию газа нефтей в МП (рису-

нок 1). Для смешения встречных потоков нефти достаточно установить под муфтами колонны насосно-компрессорных труб турбулизаторы, представляющие из себя втулки, на внешней стороне которых имеются спиралеобразные канавки для закручивания потока нефти в ту или иную сторону. Схема установки таких устройств на колонне НКТ приведена на рисунке 2.

Турбулизаторы с максимально возможным внешним диаметром устанавливают ря-

дом и впритык так, чтобы один из них обеспечивал поступательное движение нефти в межтрубном пространстве путем вращения по спирали в одном направлении по окружности, например по часовой стрелке, а второй - обеспечивал аналогичное движение нефти в обратном направлении. Установка таких турбулизирующих муфт увеличит время контакта двух потоков нефти с различным газосодержанием и, как следствие, уменьшит поступление легких углеводородов в газовую среду скважины.

- 1 - обсадная колонна; 2 - колонна НКТ; 3 - муфтовое соединение НКТ;
- 4 - муфта с движением флюидов в одну сторону относительно оси НКТ;
- 5 - муфта с движением флюидов в противоположную сторону относительно оси НКТ;
- 6 - электроцентробежный насос (ЭЦН) с погружным электродвигателем;
- 7 - динамический уровень жидкости; 8 - электропитательный кабель ЭЦН;
- 9 - станция управления ЭЦН; 10 - кольцо-фиксатор

Рисунок 2. Схема установки муфт гомогенизации на колонне НКТ

Спиралеобразные устройства широко известны в нефтяной промышленности в виде различных шнековых смесителей, винтобуров и бурильных труб. Такая ребристая поверхность хорошо зарекомендовала себя в качестве смешивающего устройства при отборе устьевых проб скважинной продукции на определение компонентного состава по воде и нефти. Результаты проведенных исследований на 74-х скважинах с электроприводными центробежными насосами и высокой обводненностью добываемой жидкости показали, что достоверность отбираемых проб повышается [9], требования по отбору проб из трубопроводов по ГОСТ 2517-85 [10] выполняются.

Выводы

1. Уточнена модель движения нефти в межтрубном пространстве скважин. Состояние флюидов от уровня жидкости до насоса объясняет эффективность использования физико-химических реагентов при их заливке в межтрубное пространство самотеком в область газовой среды без последующей закачки скважинной или технологической жидкостей.

2. На трех скважинах Менеузовского нефтяного месторождения определена эффективность подачи деэмульгатора СНПХ-4410 с устья скважины в виде разовых и периодических дозировок.

При отсутствии круговой циркуляции реагент доходил по межтрубному пространству скважины на прием насоса за 2-4 недели. Нагрузки на колонну штанг значительно изменились из-за разрушения водонефтяной эмульсии внутри колонны насосно-компрессорных труб - максимальные нагрузки уменьшились на 12-23 %, а минимальные нагрузки увеличились на 20-52 %.

3. Для снижения интенсивности накопления попутного нефтяного газа выше динамического уровня жидкости предложено на колонне лифтовых труб устанавливать несколько турбулизирующих устройств. Организация во встречном направлении движения двух потоков нефти с различным газосодержанием приведет к относительному выравниванию компонентного состава межтрубной нефти и повышению сроков безаварийной эксплуатации глубинных насосов.

Список литературы

1. СТП 03-174-2005. Технологический регламент по применению методов защиты добывающих скважин от органических и неорганических отложений на месторождениях Чекамгушевского УДНГ. Уфа: АНК Башнефть, 2005. 33 с.
2. Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Галимов А.М. Эффективность применения растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений на нефтедобывающих скважинах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. Вып. 1 (91). С. 53-62.
3. Минеев Б.П., Болигатова О.В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2004. № 12. С. 41-43.
4. Хисамутдинова Н.И., Ибрагимова Г.З. Разработка нефтяных месторождений: В 4 т. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1994. Т. 2. 272 с.
5. Мищенко И.Т., Леонов И.В. Основы физико-математической модели системы «эксплуатационный объект - добывающая скважина - установ-

References

1. STP 03-174-2005. *Tekhnologicheskii reglament po primeneniyu metodov zashchity dobyvayushchikh skvazhin ot organicheskikh i neorganicheskikh otlozhenii na mestorozhdeniyakh Chekmagushevskogo UDNG* [STP 03-174-2005. Technological Regulations for the Application of Methods for Protecting Production Wells from Organic and Inorganic Deposits at the Chekmagushevsky UDNG Fields]. Ufa, ANK Bashneft' Publ., 2005. 33 p. [in Russian].
2. Denislamov I.Z., Gafarov Sh.A., Galimov A.M. *Effektivnost' primeneniya rastvoritelei asfal'tosmoloparafinovyykh otlozhenii na nefte dobyvayushchikh skvazhinakh* [The Use of Solvents of Asphalt-Tar-Wax Depositions at Oil Wells]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2013, Issue 1 (91), pp. 53-62. [in Russian].
3. Mineev B.P., Boligatova O.V. *Dva vida parafina, vypadayushchego na podzemnom oborudovanii skvazhin v protsesse dobychi nefi* [Two Types of

ка ЭЦН» // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2011. № 3. С. 36-40.

6. Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Еникеев Р.М. Интерпретация данных современной телеметрии скважинных электроцентробежных насосов // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. Уфа: Монография, 2014. С. 243-250.

7. Валеев М.Д., Майер А.В., Леонтьев С.А., Мохов М.А. Теория и практика насосной добычи высоковязкой нефти из обводненных скважин. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. 269 с.

8. Пат. 2421605 РФ, МПК Е 21 В 43/12. Способ эксплуатации скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом / А.Р. Латыпов, В.Ф. Шаякберов, Р.Р. Исмагилов, И.А. Латыпов, Э.В. Шаякберов. 2010106000/03, Заявлено 19.02.2010; Опубл. 20.06.2011. Бюл. 17.

9. Шайдуллин Ф.Д., Назмиев И.М., Денисламов И.З., Аминов А.Ф. Повышение точности замеров обводненности продукции нефтяных скважин // Нефтепромысловое дело. 2005. № 5. С. 29-31.

10. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. М.: Издательство стандартов, 2001. 25 с.

Paraffin Deposited on Underground Well Equipment During Oil Production]. *Neftepromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2004, No. 12, pp. 41-43. [in Russian].

4. Khisamutdinova N.I., Ibragimova G.Z. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdenii: V 4 T. Eksploatatsiya dobyvayushchikh i nagnetatel'nykh skvazhin* [Oilfield Development: in 4 Volumes. Operation of Production and Injection Wells]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1994, Vol. 2. 272 p. [in Russian].

5. Mishchenko I.T., Leonov I.V. Osnovy fiziko-matematicheskoi modeli sistemy «eksploatatsionnyi ob'ekt - dobyvayushchaya skvazhina - ustanovka ETsN» [Fundamentals of the Physical and Mathematical Model of the System «Production Facility - Production Well - ESP Unit»]. *Vestnik Assotsiatsii burovyykh podryadchikov - Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2011, No. 3, pp. 36-40. [in Russian].

6. Denislamov I.Z., Gafarov Sh.A., Enikeev R.M. Interpretatsiya dannykh sovremennoi telemekhnologii skvazhinnykh elektrotsentrobezhnykh nasosov [Interpretation of Modern Telemetry Data for Borehole Electric Centrifugal Pumps]. *Sbornik nauchnykh trudov «Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniya»* [Collection of Scientific Papers «Oil and Gas Technologies and New Materials. Problems and Solutions»]. Ufa, Monografiya Publ., 2014, pp. 243-250. [in Russian].

7. Valeev M.D., Maier A.V., Leontev S.A., Mokhov M.A. *Teoriya i praktika nasosnoi dobychi vysokovязкой нефти из обводненных скважин* [Theory and Practice of Pumping High-Viscosity Oil from Flooded Wells]. Moscow, RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2018. 269 p. [in Russian].

8. Latypov A.R., Shayakberov V.F., Ismagilov R.R., Latypov I.A., Shayakberov E.V. *Sposob eksploatatsii skvazhiny, oborudovannoi ustanovkoi elektrotsentrobezhnogo nasosa s chastotno-reguliruemym privodom* [Method of Operating a Well Equipped with an Electric Centrifugal Pump Installation with a Variable Frequency Drive]. Patent RF, No. 2421605, 2011. [in Russian].

9. Shaidullin F.D., Nazmiev I.M., Denislamov I.Z., Aminov A.F. Povyshenie tochnosti zamerov obvodnenosti produktsii neftyanykh skvazhin [Improving the Accuracy of Water Cut Measurements in Oil Wells]. *Neftepromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2005, No. 5, pp. 29-31. [in Russian].

10. *GOST 2517-85. Neft' i nefteprodukty. Metody otbora prob* [State Standard 2517-85. Crude Oil and Petroleum Products. Methods of Sampling]. Moscow, Izdatel'stvo standartov Publ., 2001. 25 p. [in Russian].

Авторы

• Денисламов Ильдар Зафирович, канд. техн. наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Хакимов Джамиль Рустемович
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

• Шадрина Полина Николаевна, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

The Authors

• Denislamov Ildar Z., Candidate of Engineering Sciences, Associated Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas&Oil Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Khakimov Jamil R.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Oil and Gas&Oil Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation

• Shadrina Polina N., Candidate of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas&Oil Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064, Russian Federation