ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЗОН МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОВЫШЕННОЙ ВЯЗКОСТЬЮ НЕФТИ

FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF WATER OIL ZONES OF DEPOSITS WITH HIGH VISCOSITY OIL

А. И. Моргучев**Aleksandr I. Moguchev**

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Н. И. Абызбаев**Nikita I. Abyzbaev**

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

И. В. Юпаев**Idris V. Yupaev**

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

На процесс разработки нефтяных месторождений платформенного типа значительное влияние оказывают водонефтяные зоны (ВНЗ), содержащие значительные запасы нефти. В большинстве случаев наблюдается отставание и недостаточная выработка ВНЗ по сравнению с первоначальными чисто нефтяными частями залежи. Это отставание связано со многими факторами: технологическими (условия эксплуатации, плотность сетки) и геологическими (послойная и зональная неоднородность, соотношение нефтенасыщенной и водонасыщенной мощностей, конфигурация и размеры ВНЗ, их залегание относительно безводных частей залежей и т.д.).

В данной статье рассматриваются особенности разработки нефтяных месторождений северо-запада Башкирии, устанавливается взаимосвязь основных показателей разработки, таких как максимальный темп отбора, коэффициент нефтеотдачи, обводненность, плотность сетки скважин как между собой, так и от различных внешних факторов. Кроме того, определяются дополнительные трудности, связанные с повышенной вязкостью, плотностью и слабой газонасыщенностью пластовой нефти в водонефтяных зонах.

Для анализа будут рассмотрены 5 наиболее характерных участков Арланской площади: Ашитской I, Сакловской IV, Арланской V, Арланской VI и Уртаульской VIII, где развиты водонефтяные и полностью нефтяные зоны пласта C_{VI}. Эти участки обладают значительными запасами нефти в водонефтяных зонах, при этом выбранные участки являются гидродинамически достаточно обособленными либо прогибами, либо отсутствием коллекторов или низкопроницаемых пластов, что предопределяет независимость взаимосвязей, устанавливаемых между рассматриваемыми технологическими показателями от каких-либо внешних геологических факторов.

The process of developing platform-type oil fields is significantly affected by water oil zones (WOZ), which contain significant oil reserves. In most cases, there is a lag and insufficient production of WOZ in comparison with the initial pure oil parts of the reservoir. This lag is associated with many factors: technological (operating conditions, grid density) and geological (layer and zonal heterogeneity, the ratio of oil-saturated and water-saturated capacities, the configuration and dimensions of the upper water storage zone, their occurrence relative to the anhydrous parts of the deposits, etc.).

This article discusses the features of the development of oil fields in the north-west of Bashkiria, establishes the relationship between the main development indicators, such as the maximum production rate, oil recovery coefficient, water cut, and density of the well network, both among

Ключевые слова

бесконтактные водонефтяные
зоны; контактные водонефтяные
зоны; нефтяные зоны;
коэффициент нефтеотдачи;
повышенная вязкость нефти;
темп отбора нефти,
плотность сетки скважин

Key words

non-contact water oil zones;
contact water oil zones;
pure oil zones;
oil recovery coefficient;
increased oil viscosity;
oil production rate; well grid density

themselves and from various external factors. Besides, additional difficulties are identified associated with increased viscosity, density and low gas saturation of reservoir oil in water oil zones.

For analysis, we will consider 5 of the most characteristic sections of the Arlan area: Ashitskaya I, Saklovskaya IV, Arlanskaya V, Arlanskaya VI and Urtaulskaya VIII, where water oil and fully oil zones of the C_{VI} layer are developed. These areas have significant oil reserves in the oil and water zones, while the selected areas are hydrodynamically quite isolated either by deflections or by the absence of reservoirs or low permeability formations, which determines the independence of the relationships established between the considered technological indicators from any external geological factors.

Залежи нефти, приуроченные к различным пластам крупного Арланского многопластового месторождения, существенно отличаются друг от друга по своему строению. Одним из основных отличий (наряду с другими) можно считать наличие или отсутствие контакта с подошвенными и пластовыми водами. Залежи с широкими водонефтяными зонами, как правило, приурочены к нижнему пласту C_{VI} .

Верхние нефтенасыщенные пласты терригенной толщи (C_I , C_{II} , C_{III} , C_{IV}^o , C_V^o , C_{VI}^o) могут залегать над водоплавающей частью пласта C_{VI} . И, наконец, все продуктивные пласты отдельных зон эксплуатационного участка, включая и пласт VI, не подстилаются подошвенными водами и являются полностью нефтенасыщенными. Следовательно, на одном и том же участке условно могут быть выделены следующие категории [4]:

1. Полностью нефтяные — все пласты разреза насыщены нефтью;
2. Бесконтактные водонефтяные зоны, верхние пласты которых насыщены нефтью, а нижний пласт C_{VI} водоносен;
3. Контактные водонефтяные зоны, в нижнем пласте C_{VI} отмечается наличие контакта «нефть — вода».

Для анализа выбраны 5 наиболее характерных участков Арланской площади (Ашитской I, Сакловской IV, Арланской V, Арланской VI и Уртаульский VIII), где развиты водонефтяные и полностью нефтяные зоны пласта C_{VI} .

Для исследования взяты участки со значительными запасами нефти в водонефтяных зонах [1–3]. При этом выбранные участки гидродинамически достаточно обособлены либо прогибами, либо отсутствием коллекторов или низкопроницаемых пластов. Общие сведения, характеризующие состояние разработки участков, приведены в таблице 1.

Наибольшими значениями средневзвешенных нефтенасыщенных мощностей характе-

ризуются зоны I категории, т.е. чистонефтяные части участков, наименьшими — бесконтактные водонефтяные зоны. В зонах III категории содержится от 30 % (Ашит) до 59,3 % (Арланский V участок) балансовых запасов участка. При дальнейшем анализе ряд основных показателей нефтяной и двух водонефтяных зон по всем пяти анализируемым участкам рассматривается совместно.

Запасы нефти в целом по участкам распределяются следующим образом: в нефтяной зоне — 21,1 %, водонефтяной бесконтактной — 36,4 % и водонефтяной контактной — 42,5 % от балансовых запасов. Несмотря на значительную долю запасов нефти, разработка водонефтяных зон характеризуется худшими показателями, чем первоначально, чистонефтяных частей площади.

Текущие значения нефтеотдачи по зонам второй и третьей категорий соответственно равняются — 15,3 % и 12,5 %, по нефтяной зоне — 31,6 % от суммарных балансовых запасов нефти в них. Наиболее низкой нефтеотдачи характеризуется контактная ВНЗ Ашитского участка (7,3 %). Самая высокая нефтеотдача (41,3 %) достигнута по нефтяной зоне участка V.

Динамика среднего темпа отбора нефти по зонам в зависимости от текущей нефтеотдачи представлена на рисунке 1.

Максимальный темп отбора от балансовых запасов (2,7 %) по нефтяной зоне был достигнут через 6 лет после начала разработки. На протяжении последних 10 лет годовая добыча нефти по этой зоне удерживается на уровне 2 % от балансовых запасов.

По водонефтяным зонам темпы отбора нефти значительно ниже. По бесконтактным и контактными зонам максимальные значения годовых уровней добычи нефти соответственно составляли 1,9 % и 1,5 % и были достигнуты через 14 лет после начала разработки. Соответственно, накопленные отборы

Таблица 1. Показатели разработки участков Арланской площади

Показатели	Участки зон														
	Ашитский I			Сакловский IV			Арланский V			Уртаульский VIII			Арланский V		
	нефтяная	бесконтактная	контактная	нефтяная	бесконтактная	контактная	нефтяная	бесконтактная	контактная	нефтяная	бесконтактная	контактная	нефтяная	бесконтактная	контактная
Суммарная средневзвешенная нефтенасыщенная мощность пласта, м	10,8	3,9	9,5	–	4,9	11,0	13,6	4,3	10,5	13	4,5	9,3	–	–	–
Коэффициент расчлененности	3,5	2,2	3,3	–	2,2	3,5	3,7	2,4	3,9	4,2	1,7	4,0	1	1,1	1,2
Плотность сетки скважин по общему числу эксплуатационных скважин, га/скв.	17,7	25,1	28,1	–	30,5	20,0	13,4	60,5	24,8	15,7	50,7	34,0	29,2	31,0	23,2
Плотность сетки скважин по пласту C_{VI} , га/скв.	19,0	–	31,2	–	–	31,1	15,9	–	47,9	18,1	–	80,2	31,0	–	33,8
Плотность сетки скважин по верхним пластам C_{VI} , га/скв.	28,1	40,4	36,5	–	38,9	20,9	14,9	63,0	28,4	24,1	60	50,7	30,6	31,4	28,4
Максимальный темп отбора, %	3,5	1,8	0,8	–	1,7	1,2	4,2	1,3	1,6	4,1	1,4	1,7	1,9	3,2	2,3
Коэффициент текущей нефтеотдачи	37,1	16,9	7,3	–	10,1	13,9	41,3	9,9	12,7	26,3	9,8	12,1	16,5	27,6	17,7
Обводненность (текущая)	89,1	75,1	97,1	–	55,0	86,0	86,6	36,4	92,7	70,7	66,7	87,7	79,2	68	92,7

нефти в среднем на одну скважину в зонах II и III категорий в 2,0–2,8 раза меньше, чем в нефтяной зоне.

Однако темпы обводнения двух анализируемых категорий водонефтяных зон резко отличаются друг от друга (рисунок 2). Интенсивность обводнения зоны II категории значительно меньше III категории и почти не отличается от полностью нефтяной зоны. Более того, после достижения нефтеотдачи, равной 10 % от балансовых запасов, темпы обводнения бесконтактной зоны становятся даже ниже темпов полностью нефтяной зоны месторождения.

В зоне II категории 60 % от балансовых запасов нефти приурочены к пласту C_{II} , который на большинстве рассматриваемых участков имеет прерывистое строение и представлен более низкими величинами нефтенасыщенных мощностей, пористости и проницаемости. Сетка эксплуатационных скважин здесь самая редкая — 45,2 га/скв., а в контактной ВНЗ и в полностью нефтяной зоне соответственно — 21,7 и 18,9 га/скв. По контактной ВНЗ пласта C_{VI} сетка меняется от 31,2 до 80 га/скв.

На отдельных участках бесконтактной зоны, где пласт C_{II} характеризуется относительной фацальной выдержанностью и на

которых освоена рациональная система заводнения, темп выработки и текущая нефтеотдачи могут быть достаточно высокими. Например, по шестому участку Арланской площади достигнут высокий темп отбора нефти (3,2 % в период максимума) и текущая нефтеотдача составила 27,6 % (от балансовых запасов нефти).

Анализ текущего состояния разработки зоны II категории показывает возможность улучшения их выработки за счет дальнейшего развития системы заводнения и уплотнения сетки и эксплуатационных скважин.

В настоящее время удельные запасы нефти на одну эксплуатационную скважину в бесконтактной ВНЗ в 1,8 раза выше, чем в полностью нефтяной зоне в верхней продуктивной пачке участка. Согласно гидродинамическим расчетам, для выравнивания удельных балансовых запасов нефти в обеих зонах необходимо сгущение сетки в бесконтактной ВНЗ до 27–28 га/скв. Однако нельзя утверждать, что указанная величина сетки скважин является оптимальной. Выбор рациональной сетки скважин возможен лишь в результате проведения тщательных технико-экономических исследований с учетом выявленных особенностей геологического строения залежей.

Рисунок 1. Зависимость годовых темпов отбора от нефтеотдачи

Рисунок 2. Зависимость обводненности от нефтеотдачи по участкам Арланского и Манчаровского месторождений

Наиболее низкими показателями разработки отличаются контактные ВНЗ. Наличие в нижнем пласте C_{VI} мощной водонапорной системы предопределяет высокие темпы обводнения продукции скважин, а большинство случаев эксплуатируют совместно как верхние, так и нижние продуктивные пакки. Пласт имеет весьма сложную фациальную характеристику, однако, как показал детальный ана-

лиз материалов, представляет единый резервуар для скоплений нефти и газа.

В разрезах около 30 % пробуренных скважин пласт C_{VI} представлен монолитным песчаником, максимальная мощность которого достигает 25,6 м. Примерно по такому же количеству скважин пласт расчленяется прослоями алевролитов, аргиллитов углисто-глинистых пород на два отдельных прослоя.

Довольно часто песчаниками-коллекторами представлена только верхняя часть (22 % пробуренных скважин), а нижняя замещена алевролитами, глинистыми алевролитами или углистыми породами. В других скважинах (8 %) песчаниками представлен только нижний прослой, а верхняя часть разреза полностью замещена аргиллито-алевролитовыми и углистыми породами. Иногда в кровле пласта выше верхнего прослоя (5 %) и в подошве нижнего прослоя (4 %) встречается маломощный песчаный пропласток, представленный коллектором.

Поверхность первоначального ВНК по отдельным залежам пласта C_{VI} погружается в северо-западном направлении с абсолютной отметки 1175 до 1188 м.

Геолого-промысловый анализ показывает, что пласт C_{VI} на Арланской площади характеризуется высокой степенью неоднородности. Средние значения коэффициентов песчаности, связанности и расчлененности меняются от 1,5 до 3. Средние пористость и проницаемость по данным исследования 745 образцов кернового материала, отобранных из 47 скважин, соответственно равняются 23,25 % и 1,671 мкм². Ввиду более высоких коллекторских свойств вытеснение нефти происходит в основном в нижней части пласта C_{VI} .

Движение воды имеет весьма сложный характер в зависимости от своеобразного распространения коллекторов пласта C_{VI} и могут наблюдаться случаи внедрения пластовых вод по узкому рукаву далеко в глубь залежи. Вновь бурящиеся скважины в указанных условиях по данным бокового каротажного зондирования БКЗ фиксируют подъем водонефтяного контакта в пласте C_{VI} . Однако имеются достаточно убедительные данные промысловых исследований, в том числе и методами импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК), показывающие, что обводнение скважин происходит не только в результате подъема водонефтяного контакта или конусообразования, но и за счет затрубной циркуляции [5].

Объединение вышележащих пластов с пластом C_{VI} под одним фильтром в большинстве случаев приводило к резкому сокращению безводного периода, росту темпа обводнения и уменьшению отбора из малопродуктивных участков по сравнению с раздельной эксплуатацией пластов [6].

С целью снижения темпов обводнения на Арланской площади был осуществлен комплекс технологических мероприятий по регулированию процесса разработки (ограничение закачки воды в пласт C_{VI} , внедрение дополнительных разрезающих рядов и очаговое заводнение в вышележащих пластах, интенсификация разработки промежуточных пластов и др.) [7, 8]. В дальнейшем развитие системы разработки многопластового Арланского месторождения, видимо, должно осуществляться путем внедрения мероприятий, позволяющих максимально ограничить влияние работы одних пластов на другие, и в особенности нижележащего пласта C_{VI} на вышележащие.

Опыт разработки водонефтяных зон других месторождений, имеющих геологическое строение и свойства пластовой нефти, близкие к пласту C_{VI} Арланской площади, свидетельствует о достаточно высокой эффективности самостоятельной системы разработки пласта C_{VI} .

Зависимости темпов отбора нефти и обводненности от нефтеотдачи для ВНЗ основного пласта C_{VI} Яркеевского и Манчарово-Игметовского участков Манчаровского месторождения приведены на рисунках 1 и 2. Плотность сетки водонефтяных зон этих участков меняется от 35 до 55 га/скв., т.е. примерно в тех же пределах, что и в ВНЗ пласта C_{VI} Арланской площади. Несмотря на это, темпы отбора нефти ВНЗ рассматриваемых участков Манчаровского месторождения значительно выше темпов отбора контактных ВНЗ Арланской площади.

Максимальные годовые уровни добычи нефти ВНЗ Манчарово-Игметовского и Яркеевского участков и полностью нефтяной части Арланской площади совпадают, составляя 2,7–2,8 % от геологических запасов в год. После отбора 15 % балансовых запасов нефти уровни добычи нефти Манчарово-Игметовского и Яркеевского участков начинают снижаться, а то время как по чистонефтяной зоне Арланской площади наблюдается стабилизация отборов.

На Яркеевском участке разрабатывается только один пласт C_{VI} , на Манчарово-Игметовском достигнута почти полная дифференциация закачки воды и отбора нефти по основному верхнему и менее продуктивным нижним пластам.

Поддержание пластового давления на Манчаровском месторождении осуществляется путем законтурного заводнения, обеспечивающего вытеснение нефти в основном оторочкой пластовой воды, обладающей лучшими отмывающими способностями, чем пресная вода. Однако объем добытой нефти из ВНЗ не характеризует степень ее выработанности.

В условиях узко-вытянутых сравнительно однородных залежей нефти основного пласта C_{VI} Манчаровского месторождения, на которых размещаются 3–5 эксплуатационных рядов, не исключается возможность перемещения нефти из водоплавающих зон в первоначально чистонефтяные части залежей. Об этом косвенно свидетельствуют весьма высокие и устойчивые темпы отбора нефти в центральных нефтяных зонах, достигающие 4,4 % и 6,0 % от геологических запасов нефти.

Сравнительно высокие темпы разработки водонефтяных зон Манчарово-Игметовского и Яркеевского участков объясняются как относительно благоприятными особенностями геологического строения, так и обеспечением более высоких темпов отбора жидкости из скважин ВНЗ и внедрением раздельной закачки воды в отдельные пласты. Особенно характерен в этом отношении Яркеевский участок, где высокие темпы отбора жидкости с самого начала разработки позволили уже извлечь 33,2 % от геологических запасов нефти в целом по участку.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. 2136858 РФ, МПК Е 21 В 43/16. Способ разработки водоплавающей нефтяной залежи / С.И. Зайцев, Б.Н. Крючков. 98113194/03, Заявлено 16.07.1998; Оpubл. 10.09.1999.
2. Пат. 2302516 РФ, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки водонефтяной зоны с нефтью повышенной вязкости / С.Н. Закиров, Я.А. Северов, О.В. Брадулина. 2005136442/03, Заявлено 24.11.2005; Оpubл. 10.07.2007. Бюл. 19.
3. Пат. 2387812 РФ, МПК Е 21 В 43/16. Способ разработки нефтяной залежи с водонефтяными зонами / Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Рамазанов, Н.В. Музалевская, О.А. Яхина, Р.Р. Тимергалеева. 2009103784/03, Заявлено 04.02.2009; Оpubл. 27.04.2010. Бюл. 12.
4. Владимирова И.В., Хисамутдинов Н.И., Тази-ев М.М. Проблемы разработки водонефтяных и частично заводненных зон нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2007. 359 с.
5. Северов Я.А. Повышение эффективности разработки месторождений углеводородов при наличии явлений конусообразования: дис. ... канд. техн. наук. М.: Изд-во ИПНГ РАН, 2006. 157 с.

Прерывистое развитие коллекторов, малые мощности и низкие коллекторских свойств пластов C_{IV} , C_V и др., значительная изоляция залежей этих пластов весьма усложняют разработку их точки зрения поддержания пластового давления. В указанных условиях преимущественное развитие должно получить избирательное и очаговое заводнение.

Выводы

1. Из рассмотренных категорий зон залегания нефти было установлено, что водонефтяные зоны являются наиболее сложными с точки зрения их разработки.
2. Дальнейшее развитие системы разработки многопластового Арланского месторождения должно осуществляться путем внедрения мероприятий, позволяющих максимально ограничить влияние работы одних пластов на другие, и в особенности нижележащего пласта C_{VI} на вышележащие.
3. В более сложных геологических условиях Арланского месторождения, особенно там, где имеются водонефтяные зоны, необходимо расширить геолого-промысловые исследования и контроль за состоянием разработки, усилить работы по совершенствованию системы поддержания давления, обеспечению оптимальных технологических режимов эксплуатации скважин, бурению дополнительных скважин.

6. Владимирова И.В., Галин Э.Р., Кузнецов М.А., Попов А.Ю. Исследование влияния переходной зоны водонефтяных зон месторождений на выработку запасов нефти // Нефтепромышленное дело. 2011. № 11. С. 19-23.
7. Исламов М.К., Давыдкин М.С. Совершенствование систем разработки водонефтяных зон применением горизонтальных скважин на примере Николо-Березовской площади Арланского месторождения // Матер. 46-й Всеросс. науч.-техн. конф. молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2019. С. 92-95.
8. Юльметьев Т.И. Совершенствование технологии разработки водонефтяных зон и залежей нефти с подожженной водой: дис. ... канд. техн. наук. М.: Изд-во ИПНГ РАН, 1999. 122 с.

REFERENCES

1. Zaitsev S.I., Kryuchkov B.N. *Sposob razrabotki vodoplavayushchei neftyanoi zalezhi* [Method for Development of Water-Floating Oil Deposit]. Patent RF, No. 2136858, 1999. [in Russian].
2. Zakirov S.N., Severov Ya.A., Bradulina O.V. *Sposob razrabotki vodoneftyanoi zony s nef'tyu povyshennoi vyazkosti* [Method to Develop Oil-and-Water Zone

Characterized by High-Viscous Oil]. Patent RF, No. 2302516, 2007. [in Russian].

3. Abdulmazitov R.G., Ramazanov R.G., Muza-levskaya N.V., Yakhina O.A., Timergaleeva R.R. *Sposob razrabotki neftyanoi zalezhi s vodoneftnymi zonami* [Method to Develop Oil Pool with Oil-in-Water Systems]. Patent RF, No. 2387812, 2010. [in Russian].

4. Vladimirov I.V., Khisamutdinov N.I., Taziev M.M. *Problemy razrabotki vodoneftnykh i chastichno zavodnennykh zon neftyanykh mestorozhdenii* [Problems of the Development of Oil-Water and Partially Flooded Zones of Oil Fields]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2007. 359 p. [in Russian].

5. Severov Ya.A. *Povyshenie effektivnosti razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov pri nalichii yavlenii konusoobrazovaniya: dis. kand. tekhn. nauk* [Improving the Efficiency of Hydrocarbon Field Development in the Presence of Cone-Forming Phenomena: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Moscow, IPNG RAN Publ., 2006. 157 p. [in Russian].

6. Vladimirov I.V., Galin E.R., Kuznetsov M.A., Popov A.Yu. *Issledovanie vliyaniya perekhodnoi zony vodoneftnykh zon mestorozhdenii na vyrabotku zapasov*

nefti [Research of Transfer Zone Effect of Water-Oil Zones of Oil Fields on Oil Resources Extraction]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2011, No. 11, pp. 19–23. [in Russian].

7. Islamov M.K., Davydkin M.S. *Sovershenstvovanie sistem razrabotki vodoneftnykh zon primeneniem gorizontallykh skvazhin na primere Nikolo-Berezovskoi ploshchadi Arlanskogo mestorozhdeniya* [Development Systems of Water-Oil Zones by Using Horizontal Wells on the Example of Nikolo-Berezovskaya Area of Arlan Field]. *Materialy 46-i vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii molodykh uchenykh, aspirantov i studentov s mezhdunarodnym uchastiem* [Materials of the 46th All-Russian Scientific and Technical Conference of Young Scientists, Graduate Students and Students with International Participation]. Ufa, UGNTU Publ., 2019, pp. 92–95. [in Russian].

8. Yulmetev T.I. *Sovershenstvovanie tekhnologii razrabotki vodoneftnykh zon i zalezhei nefti s podoshvennoi vodoi: dis. kand. tekhn. nauk* [Improving the Technology for the Development of Oil-Water Zones and Oil Deposits with Bottom Water: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Moscow, IPNG RAN Publ., 1999. 122 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Могучев Александр Иванович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов», декан горно-нефтяного факультета, УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Aleksandr I. Moguchev, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Field Machinery and Equipment Department, Dean of the Faculty of Mining and Petroleum Engineering, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: Moguchev@rusoil.net

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

Юпаев Идрис Викторович, аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Idris V. Yupaev, Postgraduate Student of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: youpaev@rambler.ru