

УДК 67.02:553.9

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ X КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ**

**TECHNOLOGICAL PROSPECTS IN DEVELOPMENT
OF HARD-TO-RECOVER OIL RESERVES AT X OILFIELD
OF KRASNOYARSK REGION**

Воронько А.А., Шакиров В.А., Шарф И.В.

**Национальный исследовательский
Томский политехнический университет,
г. Томск, Российская Федерация**

A.A. Voronko, V.A. Shakirov, I.V. Sharf

**National Research Tomsk Polytechnic University,
Tomsk, Russian Federation
e-mail: irina_sharf@mail.ru**

Аннотация. На протяжении двух последних десятилетий общемировая добыча нефти непрерывно растёт. Большая часть этой нефти добывается из традиционных источников. Однако ухудшение качественных и количественных характеристик ресурсной базы углеводородов приводит к росту доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Таким образом, в ближайшем будущем, вероятнее всего, ещё больше возрастёт актуальность вопросов разработки трудноизвлекаемых запасов.

Проблематика разработки трудноизвлекаемых запасов заключается в создании и внедрении современных технологий разработки, обеспечивающих высокую технологическую эффективность в

осложнённых условиях и, как следствие, рентабельность месторождений с ТриЗ.

В данной работе проведена теоретическая оценка технологической и экономической эффективности применения многозабойных горизонтальных скважин в осложнённых условиях для терригенных пластов, характеризующихся пониженными фильтрационно-ёмкостными свойствами, на примере пласта Нх-1 нефтегазоконденсатного месторождения X Красноярского края.

Abstract. Over the past two decades, global oil production has been steadily growing. Most of this oil is extracted from traditional sources. However, the deterioration of the qualitative and quantitative characteristics of reserves leads to an increase in share of hard-to-recover reserves. Therefore, in the near future the relevance of development of hard-to-recover reserves will increase.

The problem of development of hard-to-recover reserves is the creation and implementation of modern development technologies that ensure high technological efficiency in complicated conditions and the profitability of hard-to-recover reserves.

In this paper, a theoretical assessment of the technological and economic efficiency of multi-lateral horizontal wells is carried out using the example of the X oilfield of the Krasnoyarsk region.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, многозабойная скважина, залежь нефти, эффективность разработки.

Key words: hard-to-recover reserves, multi-lateral well, oil deposit, efficiency of development.

Введение

На протяжении двух последних десятилетий общемировая добыча нефти непрерывно растёт. Большая часть этой нефти добывается из традиционных источников. Однако ухудшение качественных и количественных характеристик ресурсной базы углеводородов приводит к росту доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Согласно данным RusEnergy, доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России в 2006 году составляла 58 %. К концу 2013 года данный показатель увеличился до 60 %, а к середине сентября 2016 года он достигает уже 65 % (рисунок 1) [1].

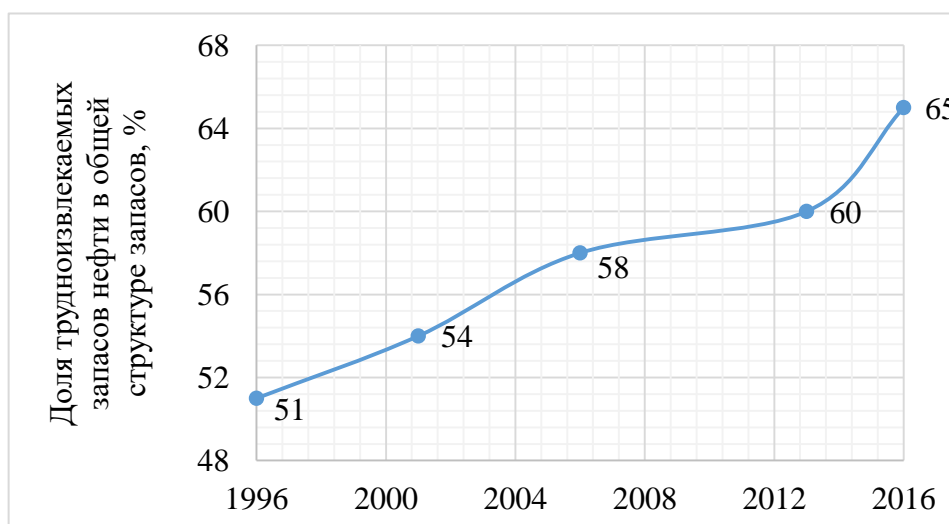


Рисунок 1. Динамика изменения доли трудноизвлекаемых запасов нефти в России в 1996-2016 гг. (по данным RusEnergy)

Доля добычи трудноизвлекаемых запасов за 2016 год составляет лишь 7 %, что в абсолютном выражении соответствует 37 млн т [2]. При этом, по данным Роснедр, общее количество ТРИЗ России к началу 2017 года составляет около 12 млрд т (общие балансовые запасы нефти категории АВС₁ составляют 18 млрд т) [1]. Таким образом, в ближайшем будущем, вероятнее всего, ещё больше возрастёт актуальность вопросов разработки трудноизвлекаемых запасов.

При этом до сих пор не существует единого мнения о том, какие запасы нужно считать трудноизвлекаемыми. В рамках конференции «Трудноизвлекаемые запасы 2017» прозвучало следующее определение. Трудноизвлекаемые запасы – это запасы залежей (месторождений, объектов разработки) или частей залежи, разработка которых существующими технологиями в условиях действующей налоговой системы экономически неэффективна. Из 464 разрабатываемых месторождений, прошедших государственную экспертизу запасов в 2016 году, 35 являются месторождениями с ТриЗ [3].

Наиболее полная классификация ТриЗ с учетом качественных характеристик пластовых флюидов, коллекторских свойств вмещающего пласта, внутригеологических особенностей залегания дана Н.Н. Лисовским и Э.М. Халимовым. Учитывая другие классификационные подходы, можно выделить основные характеристики коллектора и флюида, которые позволяют отнести запасы того или иного месторождения к ТриЗ [4] и которые влияют на выбор технологического решения при их разработке:

- аномальные физико-химические свойства (плотность более $0,88 \text{ г/см}^3$, вязкость более $35 \text{ мм}^2/\text{с}$ при $20 \text{ }^\circ\text{C}$, содержание парафинов более 6 %, смол – более 13 %, серы – более 3 %, сероводорода – более 5 %, ванадия – более 0,003 %, никеля – более 0,007 %);
- нахождение в водо- или газонефтяных зонах;
- наличие в растворённом и/или свободном газе агрессивных компонентов;
- высокая (более $500 \text{ м}^3/\text{т}$) или низкая (менее $200 \text{ м}^3/\text{т}$) газонасыщенность;
- залегание на глубинах более 4500 м;
- пластовая температура выше $100 \text{ }^\circ\text{C}$ или ниже $20 \text{ }^\circ\text{C}$;
- высокая обводнённость (75-80 %);
- низкая проницаемость (менее $0,05 \text{ мкм}^2$) и/или пористость (менее 8 %);

– залегание на территории распространения многолетнемерзлых пород глубиной более 100 м.

Проблематика разработки трудноизвлекаемых запасов заключается в создании и внедрении современных технологий разработки, обеспечивающих высокую технологическую эффективность в осложнённых условиях и, как следствие, рентабельность месторождений с ТРИЗ. Вопрос применимости этих технологий в условиях того или иного месторождения неотъемлем от задачи повышения экономической эффективности, что особенно актуально в условиях стагнации общемирового уровня цен на углеводороды.

Одним из методов повышения технологической и экономической эффективности разработки месторождений и залежей с ТРИЗ является применение горизонтально-разветвлённых скважин.

Согласно классификации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) [5], все горизонтально-разветвлённые скважины подразделяются на многоствольные (МСС) и многозабойные (МЗС). Далее в работе речь пойдёт преимущественно о последних.

Многозабойная скважина – это скважина, боковые стволы (ответвления) которой пробурены в пределах продуктивного горизонта (пласта). Общий вид многозабойной горизонтальной скважины представлен на рисунке 2.

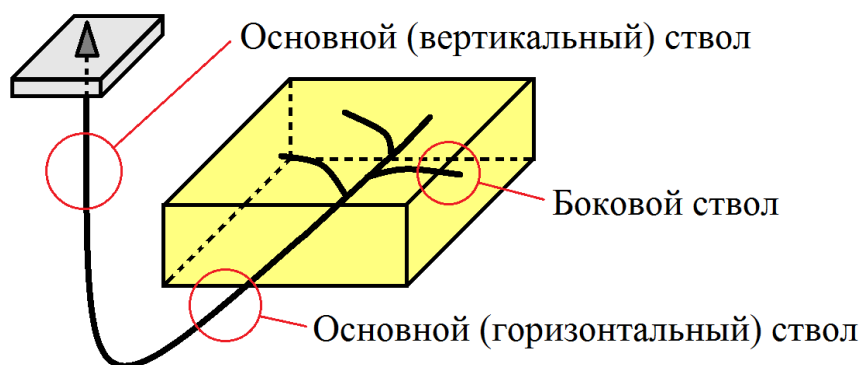


Рисунок 2. Схема многозабойной горизонтальной скважины

В данной работе проведена теоретическая оценка технологической и экономической эффективности применения многозабойных горизонтальных скважин в осложнённых условиях для терригенных пластов, характеризующихся пониженными фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС), на примере пласта Нх-1 нефтегазоконденсатного месторождения Х.

Также были учтены результаты применения МЗС, полученные Хисамовым Р.С., Мияссаровым А.Ш., Хузиным Р.Р., Салиховым Д.А. и Андреевым В.Е. на залежи высоковязкой нефти в сложном карбонатном коллекторе Некрасовского месторождения, разрабатываемого ООО «Карбон-ойл». Ими были сопоставлены средние характеристики параметров работы скважин различных конструкций (в том числе и горизонтальных многозабойных) для сложного карбонатного коллектора на Некрасовском месторождении.

Опыт применения многозабойных скважин на Некрасовском месторождении [6]

В статье Хисамова Р.С., Мияссарова А.Ш., Хузина Р.Р., Салихова Д.А. и Андреева В.Е. рассмотрен опытный участок разработки башкирского яруса Некрасовского месторождения.

По геологическому строению данное месторождение относится к сложным. Оно характеризуется высокой степенью неоднородности как по разрезу, так и по простиранию. Основные объекты разработки – карбонатные коллекторы с низкими ФЕС, а также слабой гидродинамической связью с водоносной частью пласта и межскважинными зонами.

Объект разрабатывается системой скважин, включающих наклонно-направленные и тринадцать горизонтальных, две из которых – двухзабойные. Эксплуатация каждого ствола двухзабойных горизонтальных скважин ведётся отдельным лифтом.

Авторы отмечают ряд преимуществ многозабойных скважин. Так, наблюдается увеличение степени охвата залежи при меньшем количестве пробуриваемых скважин (площадь дренирования МЗС составляет площадь трёх наклонно-направленных скважин); достигается более высокое значение коэффициента извлечения нефти при одновременном снижении капитальных и эксплуатационных затрат; снижается неблагоприятное воздействие на окружающую среду.

Авторами был рассмотрен девятнадцатимесячный режим работы скважин. Их расчёты показывают, что использование МЗС на Некрасовском месторождении позволило увеличить накопленную добычу за исследуемый период в среднем в 1,5 раза, а также увеличить темпы отбора от начальных извлекаемых запасов на 18,7 %, а от текущих извлекаемых запасов – на 20,2 % по сравнению с горизонтальными скважинами. Это значительно улучшило экономические показатели проекта. Экономический расчёт показал, что при условии бурения всех типов скважин долотами стандартных диаметров наилучшую окупаемость и индекс доходности имеют МЗС.

Теоретическое обоснование строительства многозабойных скважин на месторождении X

Итак, необходимо определить, возможно ли использование опыта разработки Некрасовского месторождения многозабойными горизонтальными скважинами для условий месторождений трудноизвлекаемых запасов с терригенными пластами-коллекторами. В качестве примера рассмотрено нефтегазонденсатное месторождение X.

Месторождение X является крупнейшим нефтегазоконденсатным месторождением Красноярского края. Характеризуется сложным геологическим строением и тяжёлыми климатическими условиями, а в геокриологическом отношении для него характерно распространение реликтовых многолетнемерзлых пород (ММП), интервалы залегания

которых приурочены к глубинам (0,5÷2,0 м) ÷ (450÷550 м). Таким образом, согласно приведённым выше критериям, запасы данного месторождения могут быть отнесены к категории трудноизвлекаемых.

Особого внимания заслуживает пласт Нх-1. При разработке данного объекта одноствольными горизонтальными скважинами наблюдается недостижение значений технологических параметров, утверждённых проектом (рисунок 3).

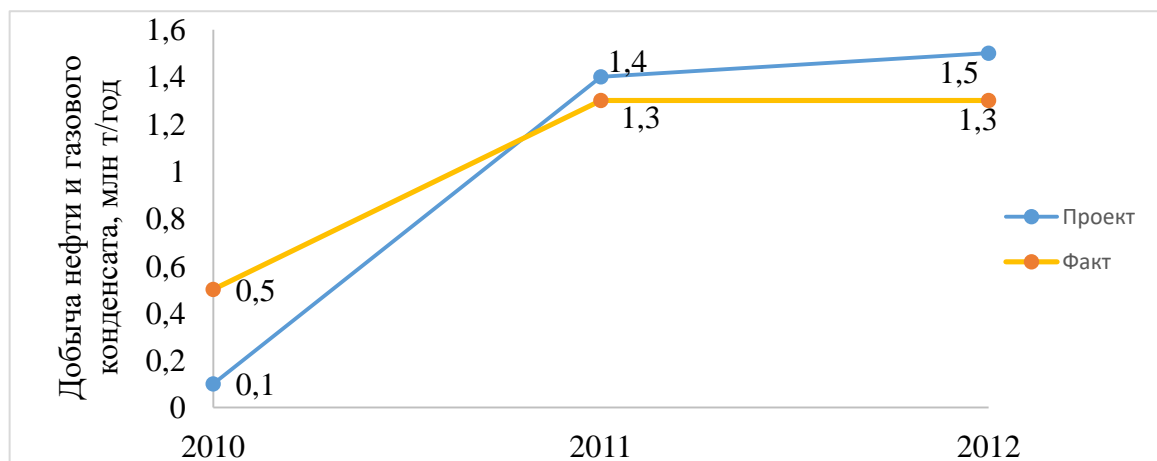


Рисунок 3. Сравнение проектной и фактической добычи нефти и газового конденсата

Пласт Нх-1 разрабатывается горизонтальными скважинами (добывающие, нагнетательные). Базовый вариант предполагает бурение большего количества горизонтальных скважин, чтобы достичь проектных значений технологических параметров. Вариант разработки пласта Нх-1 многозабойными горизонтальными скважинами позволит сократить количество необходимых пробуренных горизонтальных скважин, следствием будет не только достижение необходимого значения соответствующих параметров, но и повышение экономической эффективности.

Основным критерием выбора местоположения скважины-кандидата при бурении боковых стволов является количественная оценка запасов углеводородного сырья. Необходимо сопоставление карт средних квадратичных отклонений и нефтенасыщенных толщин. Зоны с

наименьшим средним квадратичным отклонением и наибольшими толщинами будут наиболее благоприятными для бурения.

В практике эксплуатации многозабойных горизонтальных скважин могут быть использованы различные методики для расчёта производительности.

Существуют различные математические модели для расчета притока флюида к скважине, учитывающие форму площади дренирования скважины: методы Борисова, Жижье, Джоши, Ренарда и Дупье. Но наиболее точной формулой для определения продуктивности является формула Джоши [7], которая с помощью коэффициента анизотропии проницаемости учитывает приток пластового флюида к скважине в вертикальной плоскости. Формула Джоши учитывает коэффициент анизотропии проницаемости.

Существующая статистика бурения горизонтальных стволов позволяет сделать вывод, что оптимальная эффективная длина горизонтального ствола, исходя из условий получения максимального дебита, определяется от 200 до 300 м. Рассматриваемые МЗС представляют собой основной ствол с дополнительными боковыми стволами через каждые 100 м длиной по 200 м. В таблице 1 представлены все необходимые для выполнения расчёта геологические данные.

Проведён теоретический расчёт по формуле Джоши для трёх горизонтальных скважин и для МЗС с пятью боковыми стволами, которые могли бы быть пробурены вместо них. Результаты расчёта представлены в таблице 2.

Таблица 1. Исходные данные для расчёта

Параметр/№ скважины	1	2	3
Номер пласта	Нх-1		
Эффективная длина горизонтальной скважины, м	1000	1000	1000
Радиус кругового контура питания, м	1500	1500	1500
Радиус скважины, м	0,0786	0,0786	0,0786
Эффективная толщина пласта, м	6,3	6,3	6,3
Проницаемость пласта, 10^{-3} мкм ²	20	20	20
Пластовое давление, МПа	15	17	18
Давление на забое скважины, МПа	10	10	10
Депрессия, МПа	5	7	8
Динамическая вязкость пластового флюида, МПа·с	0,7	0,7	0,7
Отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной	4,5	4,5	4,5
Расстояние между скважинами, м	1000	1000	1000
Объемный коэффициент, м ³ /м ³	1,42	1,42	1,42
Давление насыщения, МПа	25,4	25,4	25,4
Скин-фактор	0	0	0

Таблица 2. Сравнение дебитов горизонтальных и многозабойных горизонтальных скважин

Дебит ГС (т/сут)	Дебит МЗС (т/сут)	Прирост дебита (т/сут)
177,8	291,8	114
213	349,7	136,7
284	466,9	182,4

Из приведенной таблицы 2 видно, что дебиты МЗС гораздо выше дебитов ГС. В частности, средний дебит многозабойной скважины с пятью боковыми стволами больше среднего дебита одноствольной горизонтальной в 1,6 раза. Однако для обоснования применимости и

эффективности метода при разработке месторождений с ТриЗ необходимо обратиться к экономическому расчёту.

В качестве рассчитываемого экономического показателя выступает чистый дисконтированный доход (ЧДД) от работы горизонтальной и многозабойной горизонтальной скважин. Данный параметр позволяет сравнить текущую стоимость будущих поступлений от реализации продукции с инвестиционными вложениями в проект, и потому представляется наиболее подходящим. Результаты расчёта чистого дисконтированного дохода для трёх случаев представлены на рисунке 4.

ЧДД при строительстве многозабойной горизонтальной скважины превысил ЧДД при строительстве горизонтальной скважины в среднем в 2,47 раза. Экономический эффект был достигнут за счёт увеличения притока, повышения коэффициента охвата, обеспечения равномерного дренирования и, в конечном счёте, обеспечения рентабельности разработки нефтегазоконденсатного месторождения.

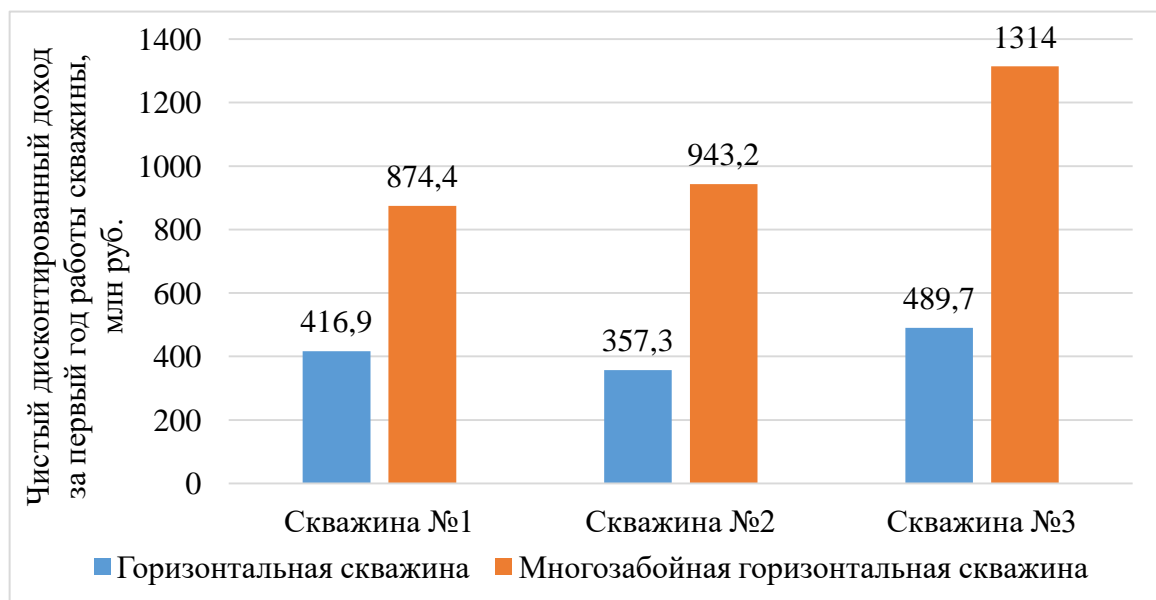


Рисунок 4. Сравнение чистого дисконтированного дохода для горизонтальной и многозабойной горизонтальной скважин за первый год работы

Таким образом, доказан положительный экономический эффект от применения многозабойных горизонтальных скважин в условиях пласта Нх-1 нефтегазоконденсатного месторождения Х.

Вывод

Метод разработки многозабойными горизонтальными скважинами даёт значительное преимущество при разработке по сравнению с использованием одноствольных горизонтальных скважин. Было проведено сравнение дебитов трёх многозабойных горизонтальных скважин и горизонтальных для пласта Нх-1 месторождения. Расчётами подтверждено, что дебиты горизонтальных многоствольных скважин значительно превышают дебиты горизонтальных одноствольных в аналогичных геологических условиях. Использование МЗС позволяет снизить общее количество добывающих скважин.

В работе также приведён анализ экономической эффективности применения многозабойных горизонтальных скважин, в результате которого приведено экономическое обоснование их применения. Экономические расчёты показали, что использование МЗС вместо горизонтальной позволяет увеличить чистый дисконтированный доход от работы скважины в два и более раз. Это приводит к значительному снижению себестоимости добываемой нефти, а также повышает экономическую эффективность разработки. Данный метод может быть рекомендован для применения на месторождениях со сходными геологическими условиями.

Статья выполнена в рамках гранта РФФИ 18-010-00660 А Концептуальные подходы к парадигме устойчивого и сбалансированного недропользования области с учетом специфики минерально-сырьевой базы и отраслевой структуры в целях обеспечения долгосрочного социально-экономического роста нефтедобывающего региона.

Список используемых источников

1. Доля запасов трудноизвлекаемой нефти в России достигла 65 % [Электронный ресурс] // РИА новости. М., 2016. URL: <https://ria.ru/economy/20160912/1476697159.html> (дата обращения: 06.05.2018).

2. Минэнерго: В РФ к 2035 году вдвое увеличится добыча «трудной» нефти [Электронный ресурс] // Российская газета. М., 2017. URL: <https://rg.ru/2017/12/12/minenergo-v-rf-k-2035-godu-vdvoe-uvlechitsia-dobycha-trudnoj-nefti.html> (дата обращения: 06.05.2018).

3. Конференция «Трудноизвлекаемые запасы 2017» (итоги, прогнозы) [Электронный ресурс]. URL: <https://mplast.by/novosti/2017-12-15-konferentsiya-trudnoizvlekaemyie-zapasyi-2017> (дата обращения: 06.05.2018).

4. Ященко И., Полищук Ю., Козин Е. Трудноизвлекаемые нефти: классификация и анализ качественных особенностей // Oil and Gas Journal Russia. 2015. Ноябрь. С. 64-70.

5. Классификация TAML [Электронный ресурс] // Всё о нефти. URL: <http://vseonefti.ru/useful/klassifikatsiya-TAML.html> (дата обращения: 06.05.2018).

6. Хисамов Р.С., Мияссаров А.Ш., Хузин Р.Р. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов с применением горизонтальных и многозабойных скважин на примере Некрасовского месторождения ООО «Карбон-ойл» // Георесурсы. 2017. Т. 19, № 3. С. 204-208.

7. Летичевский А.Е., Бадамшин Р.Р., Кукушкина О.А. Оптимизация длины горизонтальной скважины // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2011. № 4. С. 26-30.

8. Шарф И.В., Борзенкова Д.Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки // Фундаментальные исследования. 2015. № 2-16. С. 3593-3597.

References

1. Dolya zapasov trudnoizvlekayemoy nefti v Rossii dostigla 65 % [The Share of Hard-To-Recover Oil Reserves in Russia Reached 65 %] [Electronic Resource]. *RIA novosti – RIA News*, M., 2016. URL: <https://ria.ru/economy/20160912/1476697159.html> (accessed 06.05.2018). [in Russian].
2. Minenergo: V RF k 2035 godu vdvoye uvelichitsya dobycha «trudnoy» nefti [Ministry of Energy: In Russia, by 2035, the Production of «Hard» Oil Will Double]. [Electronic Resource]. *Rossiyskaya gazeta – Rossiiskays Nespaper*, M., 2017. URL: <https://rg.ru/2017/12/12/minenergo-v-rf-k-2035-godu-vdvoe-uvelichitsia-dobycha-trudnoj-nefti.html> (accessed 06.05.2018). [in Russian].
3. Konferentsiya «Trudnoizvlekayemye zapasy 2017» (itogi, prognozy) [Conference «Hard-To-Recover Reserves of 2017» (Results, Forecasts)]. [Electronic Resource]. URL: <https://mplast.by/novosti/2017-12-15-konferentsiya-trudnoizvlekaemyie-zapasyi-2017> (accessed 06.05.2018). [in Russian].
4. Yashchenko I., Polishchuk YU., Kozin Ye. Trudnoizvlekayemye nefti: klassifikatsiya i analiz kachestvennykh osobennostey [Hard-To-Recover Oil: Classification and Analysis of Quality Features]. *Oil and Gas Journal Russia*, 2015, November, pp. 64-70. [in Russian].
5. Klassifikatsiya TAML [TAML Classification]. [Electronic Resource]. *Vso o nefti – All about Oil*. URL: <http://vseonefti.ru/useful/klassifikatsiya-TAML.html> (accessed 06.05.2018). [in Russian].
6. Khisamov R.S., Miyassarov A.Sh., Khuzin R.R. Povysheniye effektivnosti razrabotki trudnoizvlekayemykh zasopov s primeneniym gorizontal'nykh i mnogozaboynykh skvazhin na primere Nekrasovskogo mestorozhdeniya OOO «Karbon-oil» [Improvement of the Development Efficiency of Reserves Difficult to Recover Using Horizontal and Multibranch Wells on the Example of Nekrasovsky Field Developed by Carbon-Oil LLC]. *Georesursy – Georesources*, 2017, Vol. 19, No. 3, Ch. 1, pp. 204-208. [in Russian].

7. Letichevskiy A.Ye., Badamshin R.R., Kukushkina O.A. Optimizatsiya dliny gorizontal'noy skvazhiny [Optimization of Horizontal Well Length]. *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO «NK «Rosneft'» – Scientific and Technical Bulletin of NK «Rosneft» OJSC*, 2011, No. 4, pp. 26-30. [in Russian].

8. Sharf I.V., Borzenkova D.N. Trudnoizvlekayemyye zapasy nefti: ponyatiye, klassifikatsionnyye podkhody i stimulirovaniye razrabotki [Hard-To-Recover Oil Reserves: Concept, Classification Approaches and Stimulation of Development]. *Fundamental'nyye issledovaniya – Fundamental Research*, 2015, No. 2-16, pp. 3593-3597. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Воронько А.А., магистрант, НИ ТПУ, г. Томск, Российская Федерация
A.A. Voronko, Undergraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation
e-mail: andrew.voronko@gmail.com

Шакиров В.А., магистрант по направлению «Нефтегазовое дело», НИ ТПУ, г. Томск, Российская Федерация
V.A. Shakirov, Undergraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation
e-mail: shakirov.vlad96@gmail.com

Шарф И.В., канд. экон. наук, доцент, доцент отделения нефтегазового дела инженерной школы природных ресурсов, НИ ТПУ, г. Томск, Российская Федерация

I.V. Sharf, Candidate of Economic Sciences, Associate Professor, Assistant Professor of Oil and Gas Business Department, Engineering School of Natural Resources, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

e-mail: irina_sharf@mail.ru