

УДК 622.276

**А.В. Саранча**, к.т.н., доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский государственный нефтегазовый университет (Тюмень, Россия), e-mail: sarantcha@mail.ru; **И.С. Саранча**, магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский государственный нефтегазовый университет (Тюмень, Россия), e-mail: sarantcha@mail.ru

## Перспективы нефтедобычи месторождений ХМАО-Югры

По всем 250 месторождениям, разрабатываемым в ХМАО-Югре, построены графики динамики добычи нефти и жидкости, закачки воды, темпа отбора от начально извлекаемых запасов и обводненности. Полученные графики были использованы для определения стадии разработки рассматриваемых месторождений и распределения текущих извлекаемых запасов по данным стадиям. Это позволило увидеть структуру запасов немного в другом цвете. Во-первых, стало известно, какое количество остаточных запасов приходится на месторождения первой, второй, третьей и четвертой стадий разработки, что косвенно указывает, например, на потенциал роста месторождений первой стадии или потенциал снижения месторождений третьей стадии. Во-вторых, мы узнали распределение годовой добычи по месторождениям, находящимся на разных стадиях разработки, что косвенно указывает на возможное снижение или рост в будущем общей динамики добычи нефти по округу. В целом проведенный анализ позволил спрогнозировать дальнейшую динамику добычи нефти в ХМАО-Югре. Также в статье представлена оценка недраенируемых запасов нефти месторождений четвертой стадии разработки и даны некоторые рекомендации для вовлечения их в разработку.

**Ключевые слова:** добыча нефти в ХМАО-Югре, стадии разработки.

Добыча нефти в ХМАО-Югре ведется уже пять десятилетий. На территории округа открыто более 465 месторождений углеводородного сырья, из которых более 255 находятся в разработке. На начало 2015 г. в Ханты-Мансийском автономном округе добыто порядка 10,75 млрд т нефти. На рисунке 1 представлена динамика накопленной добычи нефти и разрабатываемых месторождений округа.

ХМАО вносит значительный вклад в российскую нефтедобычу: объем добытой по округу нефти составляет 53% российской и 7% мировой добычи нефти. Это больше, чем добывает любая страна мира, за исключением

Саудовской Аравии и США [9]. При этом регион обеспечивает более половины годовой добычи нефти в стране уже порядка трех десятилетий. В 2012 г. из недр округа была добыта 10-миллиардная тонна нефти, т.е. около 5% мировой накопленной добычи.

Для обеспечения добычи 10 млрд т нефти потребовалось пробурить 370 млн м горных пород, построить и ввести 158 тыс. скважин, извлечь из недр 41 млрд т жидкости и закачать 49 млрд м<sup>3</sup> воды (табл.) [9]. Средний текущий КИН по разрабатываемым месторождениям составляет 0,22 д.ед. Выработка запасов  $ABC_1 + C_2$  составляет 48%, т.е. в недрах еще остается немного больше того, что

уже добыто, около 11 млрд т. Необходимо отметить, что кратность остаточных извлекаемых запасов ( $ABC_1 + C_2$ ) при текущих темпах отбора составляет всего 43 года.

Обратимся к динамике добычи нефти по округу (рис. 2). В 2014 г. добыча нефти в ХМАО составила 250,4 млн т, что на 4,7 млн т меньше, чем в 2013 г. Таким образом, падение добычи нефти по округу продолжается уже шесть лет. Падение добычи нефти с 2009 по 2012 г. замедлялось с 7 до 2,6 млн т, что давало повод для оптимизма и перелома нисходящего тренда, но в 2013 г. и в 2014 гг. падение усилилось до 4,8 и 4,7 млн т соответственно, что вызывает большую

Ссылка для цитирования (for references):

Саранча А.В., Саранча И.С. Перспективы нефтедобычи месторождений ХМАО-Югры // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – No 2. – С. 64–70.  
Sarancha A.V., Sarancha I.S. Perspektivy nefteobychi mestorozhdenij HMAO-Jugry [Prospects for oil production at the deposits of Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra]. *Territoriya «NEFTEGAZ» – Oil and Gas Territory*, 2015, No 2. P. 64–70.

Ufi  
Approved  
Event



**MIOGE**

13-я МОСКОВСКАЯ  
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
**НЕФТЬ И ГАЗ**



**23-26**  
ИЮНЯ 2015  
МОСКВА  
ЭКСПОЦЕНТР



12-й РОССИЙСКИЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
КОНГРЕСС

**RPGC**

**23-25**  
ИЮНЯ 2015  
МОСКВА  
ЭКСПОЦЕНТР

**ГЛАВНЫЕ  
МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА  
ДЛЯ ГЛАВНОЙ  
ОТРАСЛИ РОССИИ**



[www.mioge.ru](http://www.mioge.ru)  
[www.mioge.com](http://www.mioge.com)



**ITE MOSCOW**  
+7 (495) 935 7350  
oil-gas@ite-expo.ru

**ITE GROUP PLC**  
+44 (0) 207 596 5000  
og@ite-events.com



Таблица. Показатели по добыче нефти в ХМАО-Югре по состоянию на 2012 г.  
Table. Indicators for oil production in Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra as of 2012

Показатели Indicators	Кол-во Qty
Накопленная добыча нефти, млрд т Cumulative production of oil, bln t	10
Накопленный объем бурения, млн м Cumulative metreage drilled, mln m	370
Пробурено и введено, тыс. скв. Drilled and commissioned, ths, wells	158
Накопленная добыча жидкости, млрд т Cumulative production of fluid, bln t	41
Накопленная закачка воды, млрд м <sup>3</sup> Cumulative flooding, bln m <sup>3</sup>	49
Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), д.ед. Current oil recovery factor (ORF), unit fraction	0,22
Конечный коэффициент извлечения нефти, д.ед. Final oil recovery factor, unit fraction	0,37
Отбор от начальных извлекаемых запасов (ABC <sub>1</sub> ), % Recovery from initial recoverable reserves (ABC <sub>1</sub> ), %	58
Отбор от начальных извлекаемых запасов (ABC <sub>1</sub> + C <sub>2</sub> ), % Recovery from initial recoverable reserves (ABC <sub>1</sub> + C <sub>2</sub> ), %	48
Текущие извлекаемые запасы (ABC <sub>1</sub> + C <sub>2</sub> ), млрд т: Remaining recoverable reserves (ABC <sub>1</sub> + C <sub>2</sub> ), bln t:	около 11
• в т.ч. разбуренные и добываемые (ABC <sub>1</sub> ) • including drilled and producing ones (ABC <sub>1</sub> )	около 7
• в т.ч. предстоящие разбурить (C <sub>2</sub> ) • including those to be drilled (C <sub>2</sub> )	около 4
Кратность извлекаемых запасов (ABC <sub>1</sub> + C <sub>2</sub> ) при текущих темпах отбора, лет Ratio of recoverable reserves (ABC <sub>1</sub> + C <sub>2</sub> ) at current recovery rates, years	43

озабоченность относительно перспектив добычи нефти в Югре. К тому же стоимость нефти на мировых товарных рынках, опустившаяся почти до 45 долл. США за баррель в январе 2015 г., дает повод для продолжения нисходящей тенденции по добыче нефти и 2015 г.

Необходимо отметить еще один тревожный момент – это обводненность добываемой продукции, которая в 2013 г. в среднем составила 88,8% при выработке разрабатываемых запасов всего на 60%. Для поддержания добычи нефти на достигнутых уровнях необходимо по-

стоянно проводить все большее количество геолого-технических мероприятий (ГТМ). На приведенном графическом отображении зависимости динамики прироста добычи от ГТМ в период 2008–2013 гг. (рис. 3) можно увидеть нисходящую тенденцию как по суммарному приросту добычи нефти, так и по удельному на одну скважино-операцию. И хотя прирост добычи нефти в 2013 г.

превысил аналогичный показатель за предыдущие два года, если рассматривать его удельно, то становится понятно, что эффективность проводимых на месторождениях мероприятий неуклонно снижается. Снижение удельного прироста добычи прослеживается по таким технологиям, как бурение горизонтальных скважин, боковых стволов, гидроразрыв пласта и новые скважины обычного профиля (рис. 4).

Рассматривая прирост добычи нефти по отдельным мероприятиям, необходимо отметить, что наибольший прирост дает гидроразрыв пласта, но удельная эффективность данной технологии ниже, чем бурение горизонтальных или боковых стволов (рис. 4, 5). Опираясь на удельные показатели, можно сделать вывод, что бурение бокового ствола эффективнее, чем гидроразрыв, в три, а горизонтального – в пять раз.

Опираясь на вышепредставленный материал, можно сделать вывод, что традиционные технологии разработки, включающие стандартный набор ГТМ,

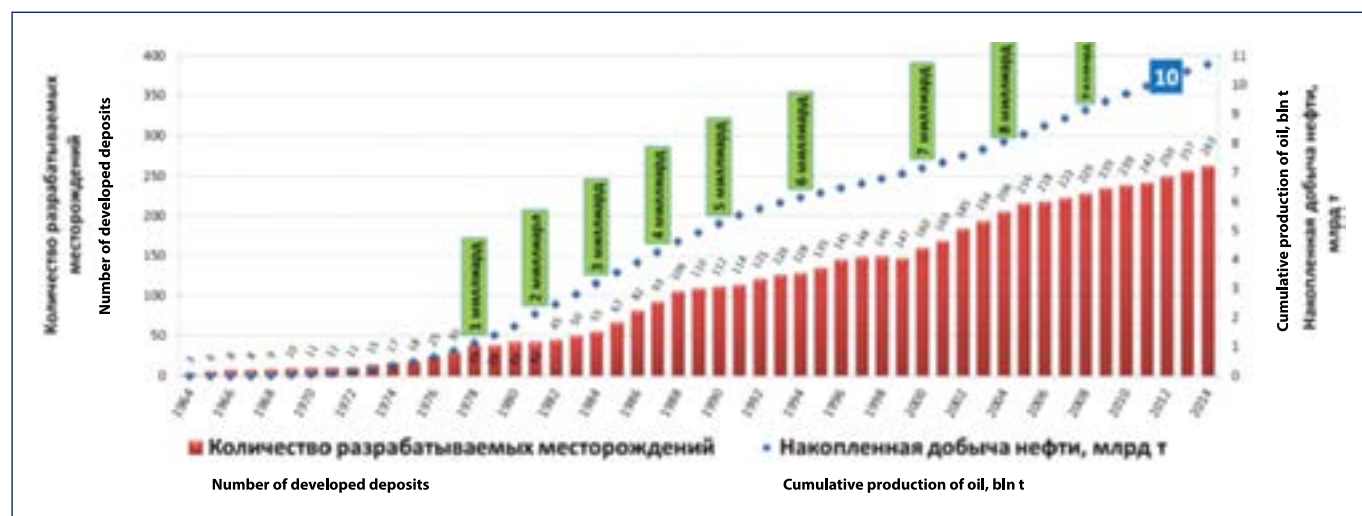


Рис. 1. Динамика накопленной добычи и разрабатываемых месторождений ХМАО-Югры

Fig. 1. Dynamics of cumulative production and developed deposits of Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra

**6-9**  
**ОКТАБРЯ**  
**2015**



# V ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

## ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНГРЕССНОЙ ПРОГРАММЫ

- Мировые тенденции и государственная политика в газовой отрасли
- Ресурсная база для крупнейших газовых проектов и ключевые аспекты их реализации
- Эволюция роли сжиженного природного газа и его доля в будущем мировом энергетическом балансе
- Газомоторное топливо как фактор экономической эффективности грузоперевозок
- Газохимия – катализатор инновационного развития России
- Сервис и инфраструктура для газовой отрасли

## ВЫСТАВОЧНАЯ ПРОГРАММА



III Международная специализированная выставка  
**«INGAS STREAM 2015 – ИННОВАЦИИ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»**

ОРГАНИЗАТОР:  
**ЭКСПОФОРУМ-ИНТЕРНЭШНЛ**



II Международная специализированная выставка  
**«ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО»**

ОРГАНИЗАТОРЫ:  
**ЭКСПОФОРУМ-ИНТЕРНЭШНЛ и ФАРЭКСПО**



XIX Международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства  
**«РОС-ГАЗ-ЭКСПО»**

ОРГАНИЗАТОР:  
**ФАРЭКСПО**

СООРГАНИЗАТОР



\* ЭКСПОФОРУМ

**+7 (812) 240 40 40**  
(ДОБ. 263, 127, 114)

18+



ОРГАНИЗАТОР

**EXPOFORUM**

**WWW.GAS-FORUM.RU**

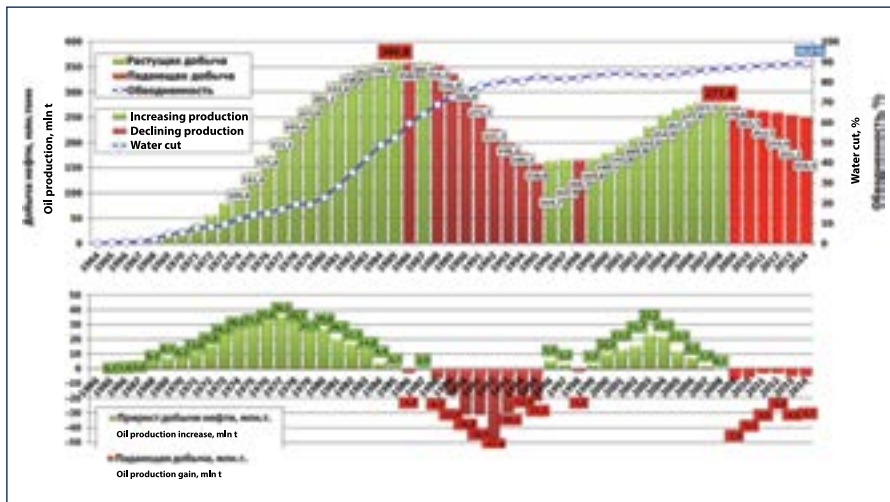


Рис. 2. Динамика и прирост добычи нефти в ХМАО  
Fig. 2. Dynamics and gain in oil production in Ugra

исчерпали свои возможности для перелома нисходящей тенденции. Назрела необходимость в создании новых технологий нефтедобычи, базирующихся на более глубоких фундаментальных исследованиях. Однако в сложившихся экономических условиях реализация таковых представляется весьма сомнительной.

На тему анализа текущего состояния разработки месторождений ХМАО-Югры довольно много публикаций [5, 6, 7, 10, 11, 12], все они содержат достаточно материала, позволяющего оценить текущее состояние и проблемы разработки. Авторы данной работы хотели

бы представить текущее состояние с позиции стадийности разработки месторождений.

Распределяя текущие извлекаемые запасы (ТИЗ) нефти категории  $C_1$  всех месторождений Югры по стадиям (рис. 6), можем увидеть, что на месторождения, находящиеся на первой стадии, приходится 15,9% запасов, на второй – 24,5%, на третьей – 20,7% и на четвертой – больше всего, 36,6%. По степени выработки месторождения первой стадии отобрали 19,5% утвержденных извлекаемых запасов, второй – 23,4%, третьей – 53,4% и четвертой – 73,7%. Отдельно стоит отметить группу нераз-

рабатываемых месторождений с подготовленными запасами промышленной категории  $C_1$ , доля которых в общем объеме невелика и составляет 2,3%. Это подтверждает вывод, что стоит не делать ставки на ввод новых месторождений в разработку для удовлетворения растущих потребностей мировой экономики в нефти, а сосредоточиться на рациональной разработке действующих месторождений, максимально используя потенциал новых технологий.

На группу месторождений, находящихся на 3-й стадии, приходится 25% годовой добычи 2010 г. (рис. 7). И хотя это не максимальный показатель, который принадлежит месторождениям 4-й стадии (35%), однако он вызывает наибольшую озабоченность, т.к. месторождения данной группы наиболее интенсивно снижаются в добыче – на 10–20% в год. Если месторождения 1-й стадии, на которые приходится 15,9% ТИЗ и 18% годовой добычи, не компенсируют снижение добычи месторождений 3-й стадии, то годовая добыча нефти в ХМАО продолжит свое снижение, начавшееся в 2008 г. Этот сценарий также наиболее вероятен, поскольку 24,5% ТИЗ и 22% годовой добычи 2013 г. приходятся на месторождения 2-й стадии, которые уже на подходе к вступлению в 3-ю. Практика разработки месторождений ХМАО показывает, что длительность 2-й стадии обычно не превышает 2–3 лет, после чего начинается интенсивное снижение добычи. Таким образом, дальнейшее снижение годовой добычи нефти по месторождениям ХМАО с позиции стадийности разработки неизбежно, вопрос заключается только в том, каким оно будет.

Переходя к месторождениям, находящимся на 4-й стадии разработки, видим, что на данную группу приходится наибольшее количество остаточных запасов и при этом они выработаны только на 73,7%.

Необходимо напомнить, что четвертая стадия разработки реализуется в условиях высокой обводненности продукции (более 80%) и при низком уровне темпов добычи нефти (менее 2% от НИЗ). С позиции разработки данная стадия является наиболее трудным и

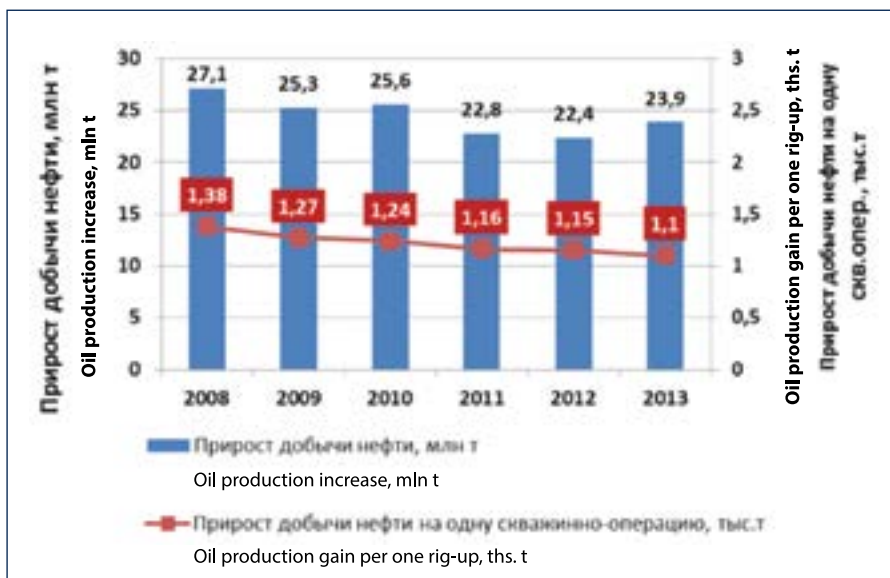


Рис. 3. Динамика прироста добычи нефти от ГТМ  
Fig. 3. Dynamics of oil production gain from geological and engineering operations

продолжительным периодом, в течение которого особенно остро проявляются ошибки запроектированных систем разработки, а также происходит естественное старение и износ скважин и нефтепромысловых сооружений. Но на этом проблемы более чем 80 месторождений Югры, находящихся на поздней стадии разработки, не заканчиваются. Серьезной головной болью недропользователей является доизвлечение остаточных утвержденных запасов, которые без массивного внедрения ГТМ, т.е. значительных финансовых вложений, так и останутся в недрах ХМАО.

Проведенная оценка показала, что по месторождениям 4-й стадии объем запасов, вовлеченных в разработку при существующих системах разработки и реализуемых технологиях, составляет 76%, причем 24% остаточных запасов промышленной категории С1 не вовлечены в разработку, и это по месторождениям, где проектный фонд скважин практически полностью реализован. При этом более половины (53%) недренируемых запасов более чем 80 месторождений приходится всего на пять из них – уникальные и крупные месторождения: Талинская площадь Красноленинского, Федоровское, Ватинское, Южно-Сургутское и Мамонтовское. Необходимо отметить, что запасы нефти месторождений 4-й стадии разработки, как дренируемые, так и в особенности недренируемые, являются не просто трудноизвлекаемыми, а «супертрудноизвлекаемыми» [1]. Их добыча осложнена предшествующими технологическими процессами, а сами они представляют собой:

- невыработанные запасы из-за низкой вытесняющей способности закачиваемого рабочего агента или в результате снижения подвижности нефти;
- остаточные запасы в зонах, не затронутые процессом заводнения;
- запасы в межскважинных участках разрабатываемого объекта, не вовлеченные в процесс фильтрации вследствие недостаточной плотности и неравномерности сетки скважин;
- запасы периферийных неразбуренных частей водонефтяных зон объекта с небольшой нефтенасыщенной толщиной;
- запасы пропластков с пониженной

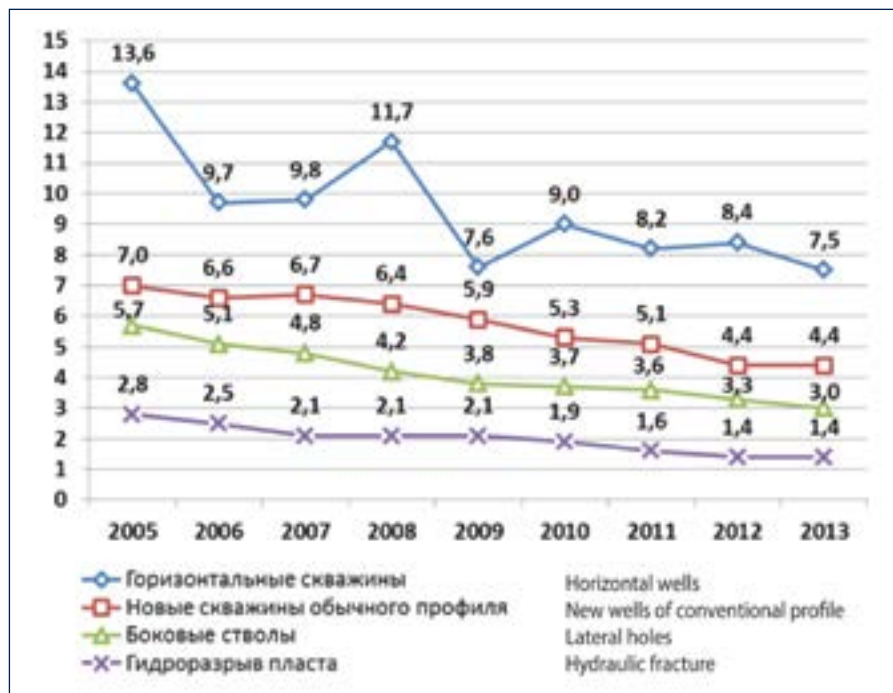


Рис. 4. Динамика прироста добычи нефти по мероприятиям на одну скважино-операцию, тыс. т  
Fig. 4. Dynamics of oil production gain by the operations per one rig-up, ths t

проницаемостью, отставание выработки которых обусловлено разноскоростной фильтрацией и опережающим обводнением наиболее высокопроницаемых слоев;

- запасы низкопроницаемых кровельных и подошвенных частей разрабатываемого объекта;
- остаточные запасы, обусловленные другими геологическими и технологи-

ческими причинами.

Для вовлечения в разработку перечисленных выше недренируемых запасов, а также для увеличения охвата залежей процессами вытеснения и повышения эффективности этих процессов недропользователи должны сосредоточить свое внимание на таких мероприятиях, как бурение дополнительных нагнетательных и



Рис. 5. Прирост добычи нефти от мероприятий, проведенных недропользователями ХМАО-Югры за 2013 г., тыс. т

Fig. 5. Oil production gain from the operations performed by subsoil users of Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra for 2013, ths t

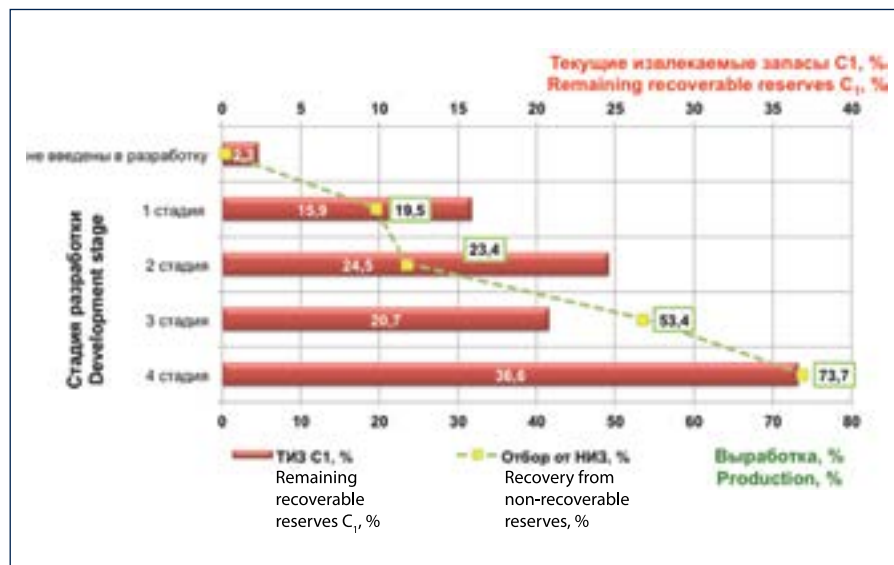


Рис. 6. Распределение текущих извлекаемых запасов нефти месторождений, находящихся на разных стадиях разработки

Fig. 6. Distribution of remaining recoverable reserves of oil in the deposits being at different development stages

добывающих скважин, изоляция промытых интервалов, бурение скважин сложной архитектуры, применение специальных технологий ГРП с учетом геологических условий, применение гидродинамических, физико-химических, физических, водогазовых, газовых и термогазовых методов увеличения нефтеотдачи, разукрупнение существующих объектов разработки, организация отдельной системы воздействия по более плотной сетке скважин для трудноизвлекаемых запасов, а также продолжение поиска и разработки принципиально новых технологий применительно к конкретной структуре остаточных запасов.

Применение недропользователями широкомасштабных мероприятий для увеличения нефтеотдачи невозможно без государственной поддержки в виде налоговых послаблений на нефть, добыча которой требует значительных финансовых и материальных затрат. Например, в статье [7] предлагается ввести обнуление НДС на нефть, до-

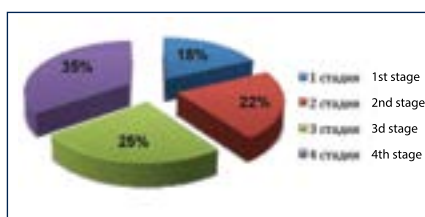


Рис. 7. Распределение годовой добычи нефти в 2010 г. по месторождениям, находящимся на различных стадиях разработки

Fig. 7. Distribution of annual oil production in 2010 by the deposits being at different development stage

бываемую из скважин, работающих с дебитом по нефти менее 5 т/сут. или обводненностью более 95%.

## ВЫВОДЫ:

1. Традиционные технологии разработки, включающие стандартный набор ГТМ, исчерпали свои возможности для перелома нисходящей тенденции. Назрела необходимость в создании новых технологий нефтедобычи, базирующихся на более глубоких фундаментальных

исследованиях, однако в сложившихся экономических условиях реализация таких представляется весьма сомнительной.

2. Снижение годовой добычи в ХМАО, начавшееся в 2008 г., будет продолжаться, поскольку в настоящее время 25% годовой добычи нефти 2013 г. и 20,7% остаточных запасов промышленной категории C<sub>1</sub> сосредоточены на месторождениях, находящихся в фазе интенсивного снижения добычи. Кроме того, на подходе к вступлению в 3-ю стадию – еще 17 месторождений, на которые приходится 24,5% ТИЗ и 22% годовой добычи.

3. Наибольшее количество утвержденных остаточных извлекаемых запасов нефти C<sub>1</sub> (36,6%) сосредоточено на месторождениях, находящихся на 4-й (завершающей) стадии разработки, и при этом они выработаны только на 73,7%.

4. Оценка показала, что порядка 24% утвержденных извлекаемых запасов месторождений 4-й стадии разработки не охвачены процессами дренирования, и это по месторождениям, где проектный фонд скважин практически полностью реализован.

5. Для исправления сложившейся ситуации необходимо начать широко масштабное применение мероприятий по увеличению нефтеотдачи на месторождениях 4-й стадии разработки, что требует значительных финансовых и материальных затрат, но оценивается недропользователями как экономически неэффективная деятельность.

6. Необходимо упорядочить налоговые отчисления на добычу нефти в первую очередь для месторождений, находящихся на 4-й стадии разработки, с целью стимулирования недропользователей, внедряющих современные методы увеличения нефтеотдачи пластов, что позволит повысить снижающиеся темпы добычи и, как следствие, увеличить нефтеотдачу, сократить сроки разработки и тем самым препятствовать снижению

## Литература:

- Лисовский Н.Н., Иванова М.М., Базив В.Ф., Малюгин В.М. Совершенствование разработки нефтяных месторождений в четвертой стадии // Вестник ЦКР Роснедра. – 2008. – № 1. – С. 9–11.
- Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1998. – 365 с.
- Гиматулин Ш.К., Дуношкин И.И., Зайцев В.М. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов / Под ред. Ш.К. Гиматулинова. – М.: Недра, 1988. – 302 с.



Международная выставка  
машин, оборудования,  
технологий и продукции  
металлургической  
промышленности  
и литейного производства

8-11 июня 2015 г.

Россия, Москва,  
ЦВК «Экспоцентр»

При содействии  
ЦВК «Экспоцентр»



**О Р Г А Н И З А Т О Р Ы :**

**МЕТАЛЛ ЭКСПО**  
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЕ ВЫСТАВКИ

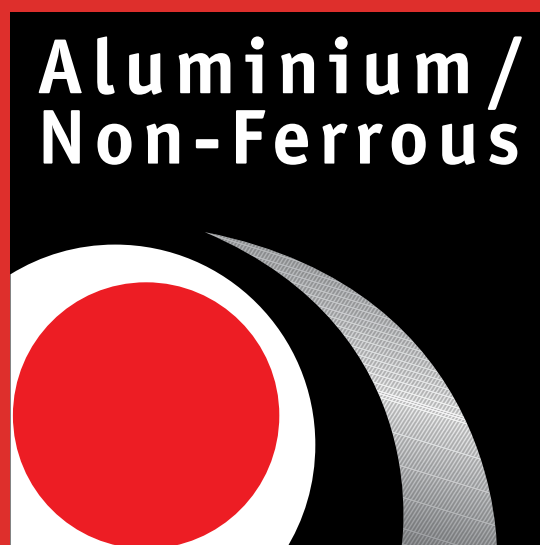
129085, Россия, г. Москва, ул. Б. Марьинская, д. 9, стр. 1  
Тел./факс: (495) 734-99-66  
E-mail: [info@metal-expo.ru](mailto:info@metal-expo.ru)  
[Http://www.metal-expo.ru](http://www.metal-expo.ru)



Messe Düsseldorf GmbH  
P.O. Box 10 10 06  
40001 Düsseldorf, Germany  
Tel.: +49 (0) 2 11/45 60-77 93  
Fax +49 (0) 2 11/45 60-77 40  
[www.messe-duesseldorf.de](http://www.messe-duesseldorf.de)  
[RyfischD@messe-duesseldorf.de](mailto:RyfischD@messe-duesseldorf.de)



Международная выставка  
производителей  
труб и трубопроводов



Международная выставка  
оборудования, технологий  
и продукции из алюминия,  
цветных металлов и их сплавов

Металлургия-Литмаш. Россия '2015 Трубы. Россия '2015 Алюминий/Цветмет. Россия '2015



4. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1998. – 365 с.
5. Толстолыткин И.П. Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти в Ханты-Мансийском автономном округе // Вестник ЦКР Роснедра. – 2008. – № 2. – С. 15–19.
6. Тепляков Е.А. Модернизация ГРП и ВМСБ ХМАО-Югры никому не нужна? // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 23–24. – С. 48–51.
7. Толстолыткин И.П. Разработка нефтяных месторождений ХМАО-Югры. Состояние и пути совершенствования // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 23–24. – С. 52–58.
8. Муслимов Р.Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в поздней стадии // Вестник ЦКР Роснедра. – 2008. – № 1. – С. 12–18.
9. Толстолыткин И.П., Мухарлямова Н.В. Использование запасов нефти на месторождении ХМАО-Югры // Наука и ТЭК. – 2012. – № 4. – С. 26–28.
10. Саранча А.В., Саранча И.С. Анализ разработки месторождений ХМАО-Югры с позиции их стадийности // Академический журнал Западной Сибири. – 2014. – № 1. – С. 126–128.
11. Саранча А.В. Кубасов Д.А. Анализ разработки месторождений ХМАО-Югры с позиции их стадийности // Горные ведомости. – 2012. – № 2. – С. 66–69.
12. Кильдышев С.Н., Кубасов Д.А., Дорофеев А.А., Саранча А.В. Концепция выделения эксплуатационных объектов на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении // Горные ведомости. – 2011. – № 7. – С. 52–59.

**A.V. Sarancha**, Tyumen State Oil and Gas University (Tyumen, Russia), Candidate of Sciences (Engineering), Associate Professor of the Development and Exploitation of Oil and Gas Deposits Department, e-mail: sarantcha@mail.ru;

**I.S. Sarancha**, Tyumen State Oil and Gas University (Tyumen, Russia), Master's Degree Student of the Development and Exploitation of Oil and Gas Deposits Department, e-mail: sarantcha@mail.ru

## Prospects for oil production at the deposits of Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra

*For all 250 deposits being developed at Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra, the flow charts are built for oil production and fluid, flooding, recovery rate from initial recoverable reserves and water cut. The produced charts were used for determination of development stage of the deposits under consideration and distribution of remaining recoverable reserves by these stages. It will allow representing the structure of reserves in some other view. Firstly, it was found what amount of remaining reserves accounted for the deposits of the first, second, third and fourth stages of development, which indicates indirectly, e.g. the potential for increase of the first stage deposits or potential for reduction of the third stage deposits. Secondly, we learned distribution of annual production by the deposits being at different stages of development, which indicates indirectly possible future reduction or growth of general dynamics of oil production for the area. In general, the performed analysis allowed forecasting further dynamics of oil production in Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra.*

*The article provides also evaluation of non-draining reserves of oil in the deposits of the fourth development stage and gives some recommendations for their involvement into development.*

**Keywords:** oil production in Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra, development stages.

### References:

1. Lisovskiy N.N., Ivanova M.M., Baziv V.F., Malyugin V.M. Sovershenstvovanie razrabotki nefjtjanyh mestorozhdenij v chetvertoj stadii [Enhancement of the development of oil deposits in the fourth stage]. *Vestnik TsKR Rosnedra = Herald of Central Development Committee of Federal Subsoil Resources Management Agency*, 2008, No.1. P. 9–11.
2. Boyko V.S. *Razrabotka i jekspluatacija nefjtjanyh mestorozhdenij* [Development and exploitation of oil deposits]: Textbook for universities. Moscow, Nedra, 1998. 365 p.
3. Gimatudinov Sh.K., Dunyushkin I.I., Zaytsev V.M. et al. *Razrabotka i jekspluatacija nefjtjanyh, gazovyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij* [Development and exploitation of oil, gas and gas condensate deposits]: Textbook for universities, ed. by Sh.K. Gimatudinov. Moscow, Nedra, 1988. 302 p.
4. Zheltov Yu.P. *Razrabotka nefjtjanyh mestorozhdenij* [Development of oil deposits]: Textbook for universities, 2nd ed., revised and enlarged. Moscow, Nedra, 1998. 365 p.
5. Tolstolytkin I.P. Razrabotka trudnoizvlekaemyh zapasov nefiti v Hanty-Mansijskom avtonomnom okruge [Development of oil reserves difficult to recover in Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra]. *Vestnik TsKR Rosnedra = Herald of Central Development Committee of Federal Subsoil Resources Management Agency*, 2008, No. 2. P. 15–19.
6. Teplyakov Ye.A. Modernizacija GRR i VMSB HMAO-Jugry nikomu ne nuzhna? [Is there need in modernization of geological exploration activities and raw material base recovery of Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra?]. *Neftegazovaja vertikal' = Oil and Gas Vertical*, 2010, No. 23–24. P. 48–51.
7. Tolstolytkin I.P. Razrabotka nefjtjanyh mestorozhdenij HMAO-Jugry. Sostojanie i puti sovershenstvovanija [Development of oil deposits of Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra. Status and ways to improve]. *Neftegazovaja vertikal' = Oil and Gas Vertical*, 2010, No. 23–24. P. 52–58.
8. Muslimov R.Kh. Metody povyshenija jeffektivnosti razrabotki nefjtjanyh mestorozhdenij v pozdnej stadii [Methods for improvement of the efficiency in development of oil deposits in the late stage]. *Vestnik TsKR Rosnedra = Herald of Central Development Committee of Federal Subsoil Resources Management Agency*, 2008, No. 1. P. 12–18.
9. Tolstolytkin I.P., Mukharlyamova N.V. Ispolzovanie zapasov nefiti na mestorozhdenii HMAO-Jugry [Use of oil reserves at the deposit of Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra]. *Nauka i TEK = Science and FPC*, 2012, No. 4. P. 26–28.
10. Sarancha A.V., Sarancha I.S. Analiz razrabotki mestorozhdenij HMAO-Jugry s pozicii ih stadijnosti [Analysis of development of the deposits of Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra from their staging perspective]. *Akademicheskij zhurnal Zapadnoj Sibiri = Academic Journal of West Siberia*, 2014, No. 1. P. 126–128.
11. Sarancha A.V. Kubasov D.A. Analiz razrabotki mestorozhdenij HMAO-Jugry s pozicii ih stadijnosti [Analysis of development of the deposits of Khanty-Mansi Autonomous Area – Ugra from their staging perspective]. *Gorniye Vedomosti*, 2012, No. 2. P. 66–69.
12. Kildyshev S.N., Kubasov D.A., Dorofeyev A.A., Sarancha A.V. Konceptija vydelenija jekspluatacionnyh ob'ektov na Juzhno-Russkom neftegazokondensatnom mestorozhdenii [The concept for identification of production facilities at Yuzhno-Russkoye oil-gas-condensate field]. *Gorniye Vedomosti*, 2011, No. 7. P. 52–59.