

УДК 622.276.34

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2016

## ОБОБЩЕНИЕ ОПЫТА РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТОВ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНА

**О.Р. Эбзеева**

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, Россия, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29)

## LESSONS LEARNED FROM THE DEVELOPMENT OF SILICICLASTIC DEVONIAN DEPOSITS

**O.R. Ebzeeva**

PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (29 Sovetskoi Armii st., Perm, 614066, Russian Federation)

Получена / Received: 23.11.2015. Принята / Accepted: 16.02.2016. Опубликована / Published: 30.03.2016

### *Ключевые слова:*

терригенный девон, начальная стадия разработки, тектоническая структура, система разработки, отбор от начальных извлекаемых запасов, повышение эффективности разработки.

Приводятся результаты анализа текущего состояния разработки объектов терригенного девона Пермского края. Проведено ранжирование объектов по принадлежности к тектонической структуре. Разрабатываемые объекты подразделяются на 3 основные группы: объекты, входящие в состав месторождений Верхнекамской впадины, Бабкинской седловины, Башкирского свода. Установлено, что объекты терригенного девона Пермского края обладают схожими признаками.

Выполнен анализ опыта разработки терригенного девона в Башкортостане и Татарстане. Проведена сравнительная характеристика с объектами по группе ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». По результатам анализа геолого-физических характеристик, а также систем разработки месторождений Пермского края, Татарстана и Башкортостана установлена схожесть объектов разработки терригенного девона по ряду параметров, однако было отмечено, что пласты месторождений Пермского края обладают меньшими геологическими запасами и нефтенасыщенными толщинами.

В качестве рекомендаций в статье предложены мероприятия по увеличению эффективности разработки объектов терригенного девона с учетом особенностей строения, стадии и дальнейших перспектив развития. На месторождениях с неподтверждением геологического строения объектов терригенного девона рекомендуется проведение дополнительных исследований. Для вовлечения запасов в разработку по ряду месторождений рекомендуется рассмотреть возможность увеличения количества точек отбора путем бурения новых скважин, вывода из консервации, перевода с вышележащего пласта. В том случае если бурение новых скважин нерентабельно, рекомендуется бурение боковых стволов. На объектах с низкой энергетикой рекомендуется организация системы поддержания пластового давления (ППД). По ряду объектов с целью увеличения продуктивности скважин необходимо проведение оптимизаций существующей системы ППД.

### *Key words:*

siliciclastic Devonian, early stage of development, tectonic structure, well pattern design, extraction from initial recoverable recourses, increase of development efficiency.

The results of the analysis of current state of development of siliciclastic Devonian deposits in Perm region are presented. Deposits were ranged in accordance with its belonging to the tectonic structure. Developed deposits are dedicated to Verkhnekamsk depression, Babkinsk saddle and Bashkir anticline. It is determined that siliciclastic Devonian deposits in Perm region have similar features.

The analysis of lessons learned from the development of siliciclastic Devonian deposits in Bashkortostan and Tatarstan was performed. The comparison with the deposits of LUKOIL-PERM LLC was done. Based on results of geological and geophysical features analysis and analysis of well pattern design on the field of Perm region, Tatarstan and Bashkortostan the similarities in the several parameters of Devonian deposits were found. Nevertheless, oil fields located in Perm region have less geological recourses as well as oil-bearing thicknesses.

Recommendations on increase of efficiency of development strategy of siliciclastic Devonian deposits taking into account its structure, stages of development and future development are presented in the paper. On the fields where geological structure was not proved it is recommended to perform additional survey. In order to involve resources of several fields into production it is recommended to check the possibility of increase of producers by new well drilling, put on production shut wells, switch well to another pay-zone. In case new well drilling is not cost effective it is recommended to drill sidetracks. On the fields with low reservoir pressure maintenance system should be designed. In order to increase production on several wells it is recommended to optimize pressure maintenance system.

Эбзеева Ольга Разимовна – инженер 2-й категории отдела разработки северной группы месторождений (моб. тел.: +007 902 808 56 79, e-mail: Olga.Ebzeeva@pnn.lukoil.com).

Olga R. Ebzeeva – Engineer of 2<sup>nd</sup> category of the Department of North Fields Group Development (mob. tel.: +007 902 808 56 79, e-mail: Olga.Ebzeeva@pnn.lukoil.com).

## Введение

На территории Пермского края открыто 41 месторождение с залежами нефти в девонском терригенном нефтегазоносном комплексе ( $D_{тер}$ ) [1]. Толщина комплекса и полнота разреза уменьшаются с северо-запада на юго-восток с резким ухудшением качества и снижением объема коллекторов [2, 3].

Терригенный девон в Пермском крае представлен живетским, пашийским и тиманским горизонтами. Пласты характеризуются сложным геологическим строением, высокой степенью прерывистости, значительной долей запасов в пропластках малой толщины [4]. На объекты  $D_{тер}$  приходится 3,3 % извлекаемых запасов нефти, при этом доля в добыче составляет 0,9 %. Все объекты находятся на начальных стадиях разработки, часть из них разрабатываются единичными скважинами.

Для проведения анализа разработки девонских отложений 26 разрабатываемых месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» выделены 53 элемента (купол, поднятие).

Оценка состояния разработки по каждому из объектов проводилась на основе анализа зависимости обводненности от степени выработки извлекаемых запасов нефти (рис. 1). В качестве критерия оценки эффективности разработки объекта

принято положение графика относительно линии равных значений, которая разделяет область построения графиков на две части. Чем больше данная кривая отклоняется в сторону оси «Отбор от НИЗ», тем эффективнее идет разработка. Лучшее других данная характеристика у элемента Д01 (см. рис. 1) Гарюшкинского месторождения (2). Чуть менее эффективно вырабатывались запасы нефти элементов Д, Мало-Усинского (1), Андреевского (4) и Шагиртско-Гожанского (3) месторождений.

## Ранжирование объектов по принадлежности к тектонической структуре

Разрабатываемые объекты по принадлежности к тектоническим структурам подразделяются на 3 основные группы (рис. 2). К первой относятся месторождения Верхнекамской впадины (ВКВ): Андреевское, Кирилловское, Кустовское, Мало-Усинское. Ко второй группе относятся месторождения Бабкинской седловины (БаС): Гарюшкинское, Стретенское, Сыповское, Тулвинское. К третьей группе относятся месторождения Башкирского свода (БШС): Красноярско-Кеудинское, Лесное, Москудьинское, Одиновское, Чикулаевское, Шагиртско-Гожанское. Основные параметры, характерные для каждой группы месторождений, представлены в таблице.

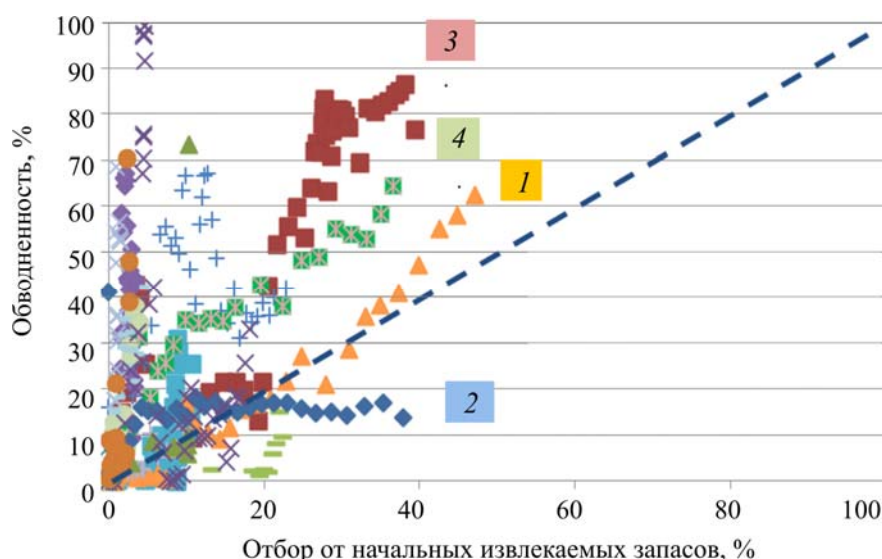


Рис. 1. Зависимость обводненности от выработки НИЗ:  
1 – Мало-Усинское, элемент Д; 2 – Гарюшкинское, элемент Д01;  
3 – Шагиртско-Гожанское, элемент Д; 4 – Андреевское, элемент Д0

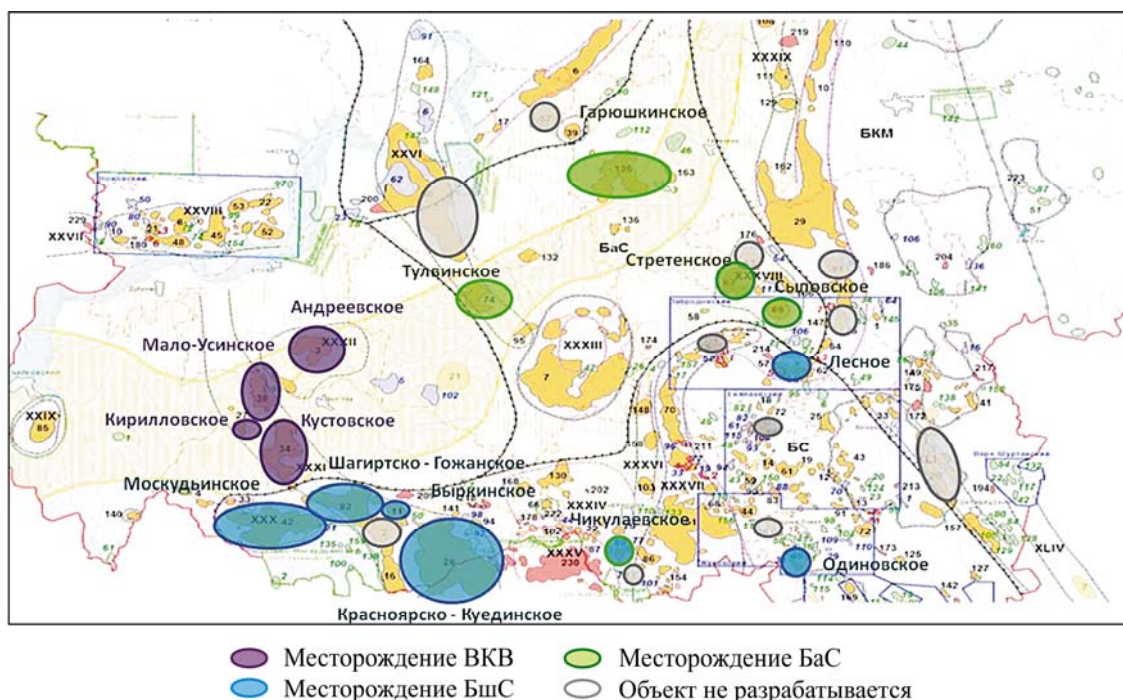


Рис. 2. Схема расположения объектов  $D_{тер}$  на территории Пермского края

Параметры по принадлежности к тектонической структуре

Тектоническая структура	ВКВ	БаС	БшС
Нефтенасыщенная толщина, м	1,0–5,5	1,0–3,8	1,4–4,2
Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	15,8 (0,9–57,2)	17,4 (0,3–52,0)	17,5 (1,7–38,8)
Среднесуточный дебит, т/сут	4,9	5,4	4,4
Проблемы	Неподтверждение геологического строения залежей, по результатам эксплуатационного бурения	Неравномерная степень изученности месторождений по площади	Реализуемое заводнение на объектах оказывает ограниченное влияние по площади залежи
	Преждевременное обводнение продукции	Слабая связь с законтурной областью	Низкая продуктивность залежей
Особенности	Дополнительные риски при бурении из-за отсутствия других продуктивных объектов	Высокая площадная неоднородность, прерывистость коллекторских свойств	Низкий охват выработкой по площади
Эффективно разрабатываемые месторождения	Мало-Усинское, Андреювское	Гарюшкинское	Шагиртско-Гожанское
Перспективные направления деятельности	– Ускорение организации системы ППД – Проведение сейсморазведочных работ с целью снижения рисков при бурении скважин (Андреювское, Мало-Усинское, Кустовское месторождения). – Водоизоляционные работы, ремонтно-изоляционные работы на высокообводненном фонде (Андреювское месторождение)	– Бурение скважин (Стретенское, Гарюшкинское месторождения). – Доизучение девонских отложений путем проведения детальных сейсморазведочных работ с последующим разбуриванием опытного участка (Тулвинское месторождение). – Организация системы ППД (Стретенское, Сыповское месторождения)	– Бурение скважин, ввод из консервации, перевод с вышележащих объектов. – Организация системы ППД (Одиновское, Лесное месторождения), оптимизация существующей системы ППД: возобновление закачки в бездействующих скважинах (Шагиртско-Гожанское месторождение). – Бурение боковых стволов в зоны повышенной плотности запасов (Москудьинское, Красноярско-Куединское месторождения)

### Месторождения Верхнекамской впадины

Месторождения ВКВ характеризуются высокой площадной неоднородностью, небольшими нефтенасыщенными толщами (в среднем 3,2 м), неоднородностью коллекторских свойств. Система поддержания пластового давления организована на трех объектах.

Около 41 % скважин вступало в работу с дебитом по нефти менее 5 т/сут. На текущую дату 51,7 % скважин относятся к малodeбитным (рис. 3, а).

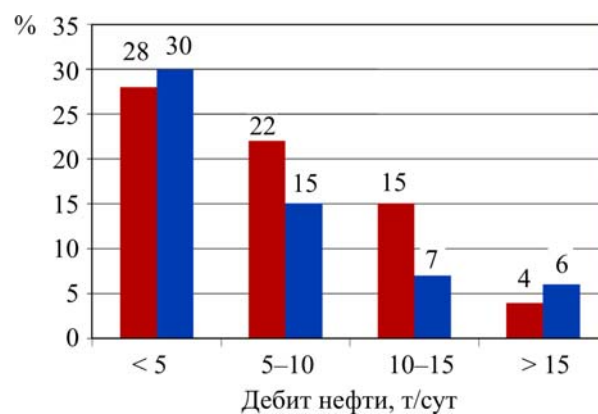
Наибольшая степень выработки запасов достигнута на Мало-Усинском (объект Д1) и Андреевском (объект Д0) месторождениях. Объекты разрабатываются эффективно. По объекту Д1 Мало-Усинского месторождения при выработке 47,3 % обводненность составляет 62,8 %. Средний дебит по нефти – 8,1 т/сут, добывающий фонд составляет 20 скв., нагнетательный – 5 скв. По объекту Д0 (элемент Д0, р-н скв. 62, поднятие юго-западное) Андреевского месторождения при выработке 36,6 % обводненность составляет 64,2 %. Средний дебит по нефти – 8,1 т/сут, добывающий фонд – 5 скв.

### Месторождения Бабкинской седловины

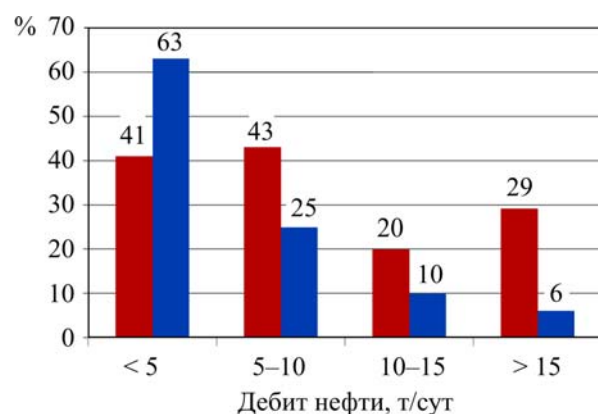
Месторождения БаС характеризуются высокой площадной неоднородностью, небольшими нефтенасыщенными толщами (в среднем 2,4 м), сложным строением пластов и повышенной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Система поддержания пластового давления (ППД) организована на двух объектах.

Более 30 % скважин вступало в работу с дебитом по нефти до 5 т/сут. На текущую дату 60,6 % скважин относятся к малodeбитным (менее 5 т/сут) (рис. 3, б).

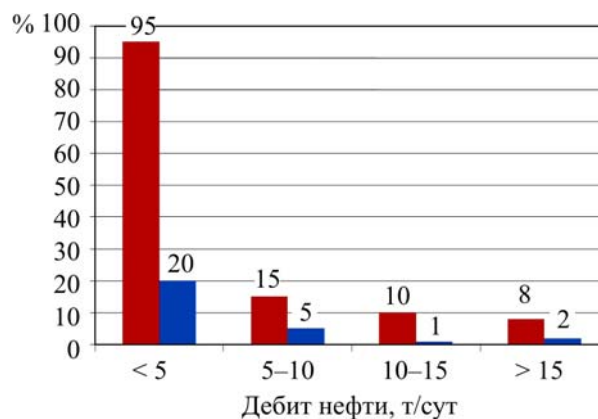
Наиболее эффективно разработка проводится на Гарюшкинском месторождении, объект Д01+Д02. При выработке 31,8 % на 1.01.2015 г. обводненность составляет 14,6 %. Отсутствие выраженного роста обводненности добываемой продукции за весьма продолжительный период разработки связан с нахождением оптимального



а



б



в

■ Начальный ■ Текущий

Рис. 3. Распределение фонда скважин месторождений: а – ВКВ; б – БаС; в – БШС по начальному и текущему дебиту нефти

режима работы по каждой конкретной скважине. Средний дебит по нефти составляет 10,7 т/сут, добывающий фонд – 46 скв., нагнетательный – 4 скв.

## Месторождения Башкирского свода

Месторождения ВКВ характеризуются низким охватом выработкой по площади из-за высокой площадной неоднородности. Эксплуатационные объекты представлены продуктивными пластами с прерывистым линзовидным строением. Нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне от 1,4 до 4,2 м, в среднем составляя 2,3 м. Система поддержания пластового давления (ППД) организована на трех объектах.

Более 70 % скважин месторождений БшС вступало в работу с дебитом по нефти до 5 т/сут. На текущую дату 60,6 % скважин относятся к малодобитным (менее 5 т/сут) (рис. 3, в).

На Шагиртско-Гожанском месторождении, объект Д, при выработке 38,8 % на 01.01.2015 г. обводненность составляет 79,4 %. Разработкой охвачена наиболее продуктивная центральная часть залежи, где реализовано очаговое заводнение. Снижение добычи нефти в 2014 г. связано с ростом обводненности. В 2014 г. начаты работы по бурению БС с вышележащих горизонтов. Средний дебит нефти бокового ствола составил 7,4 т/сут. В целом наблюдается хорошая гидродинамическая связь между зонами отбора и нагнетания. Опыт разработки объекта показал, что высокие дебиты нефти по скважинам (более 15 т/сут) достигнуты только на участках, где реализована активная система ППД. Средний дебит по нефти составляет 9,5 т/сут, добывающий фонд – 7 скв., нагнетательный – 2 скв.

## Сравнительная характеристика объектов $D_{тер}$ месторождений Пермского края, Татарстана и Башкортостана

По результатам анализа геолого-физических характеристик (ГФХ), а также систем разработки месторождений Пермского края, Татарстана (Ашальчинское, Бавлинское, Бондюжское, Ново-Елховское, Первомайское, Ромашкинское) и Башкортостана (Серафимовское, Шкаповское, Туймазинское, Раевское, Шафрановское) установлена схожесть ГФХ-объектов по параметрам по-

ристости (16–20 %) и вязкости нефти (1–7 мПа·с) [5–7]. Зачастую объекты  $D_{тер}$  Башкортостана и Татарстана, как и объекты Пермского края, имеют вытянутую форму, площадную неоднородность, многочисленные зоны замещения коллекторов плотными породами [8, 9]. Однако пласты месторождений Татарстана и Башкортостана значительно превышают аналогичные пласты Пермского края по геологическим запасам и нефтенасыщенным толщинам (до 15,7 м) (рис. 4) [10, 11].

Система разработки преимущественно рядная, блоковая. Фонд добывающих и нагнетательных скважин в несколько раз превышает фонд объектов  $D_{тер}$  Пермского края. Наиболее крупные объекты  $D_{тер}$  на месторождениях Татарстана и Башкирии находятся на III–IV стадиях разработки (обводненность 45–98 %, отбор от НИЗ – 75–90 %), основным методом доизвлечения является создание дополнительных очагов нагнетания путем перевода добывающих скважин под нагнетание, а также форсирование закачки (подтягивание контура нагнетания от периферии к центру залежи) [12]. Таким образом, они не могут быть в полной мере использованы в качестве объектов-аналогов для месторождений Пермского края.

По данным геохимических исследований терригенная толща девона имеет значительный углеводородный потенциал, что подтверждается условиями седиментации отложений и их последующей аккумуляцией [13–15]. Потенциал девонских объектов позволяет увеличить долю их участия в добыче в 6,4 раза по сравнению с текущим состоянием, и к 2045 г. эта доля может составить 6 % от общей добычи по группе ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

В результате анализа разработки объектов  $D_{тер}$  выявлены схожие признаки для объектов, принадлежащих к разным тектоническим структурам (нефтенасыщенные толщины – от 1 до 7 м, дебиты по нефти – 4,4–5,4 т/сут, прерывистые линзовидные продуктивные пласты). Таким образом, с точки зрения геологического строения объекты терригенного девона Пермского края могут являться объектами-аналогами.



## Заключение

В качестве мероприятий по увеличению эффективности разработки объектов Д<sub>тер</sub> месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» рекомендуется:

1. На месторождениях с неподтверждением геологического строения (Андреевское, Кустовское, Кирилловское, Мало-Усинское, Тулвинское) провести дополнительные исследования с учетом особенностей девонских отложений (сейсморазведка, подсчет запасов, использование геомеханической модели).

2. Увеличить количество точек отбора путем бурения новых скважин (Стретенское, Гарюшкинское месторождения), вывода из консерва-

ции, перевода с вышележащего пласта на основе ранее полученных данных, а также с учетом проведения дополнительных исследований.

3. В том случае если бурение новых скважин нерентабельно, рекомендуется бурение боковых стволов для увеличения охвата по площади (Москудыинское, Красноярско-Курдинское месторождения).

4. Организовать систему поддержания пластового давления на объектах с низкой энергетикой (Стретенское, Сыповское, Одиновское, Лесное месторождения), а также провести оптимизацию существующей системы ППД (Кустовское, Андреевское, Шагиртско-Гожанское месторождения) для увеличения продуктивности скважин.

## Список литературы

1. Зональный прогноз нефтегазоносности девонского терригенного нефтегазоносного комплекса на юге Пермского края / О.А. Мелкишев, В.И. Галкин, Е.Е. Кожевникова, Т.В. Карасева // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 4–8.
2. Иванов А.И. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки месторождений нефти юго-востока Татарстана: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Уфа, 2005. – 26 с.
3. Optimization of oil deposits prospecting and exploration at the stage of high degree of exploration of the territory (by the example of Tatarstan) / R.Kh. Muslimov, R.N. Larochkina, E.R. Diyashev, E.R. Kirillov, Sh.M. Bogateev // *Geology of Fossil Fuels – Oil and Gas: Proceedings of the 30th International Geological Congress, Beijing, China, 4–14 August.* – Beijing, 1996. – Vol. 18. – Part a. – P. 57–70.
4. Кожевникова Е.Е., Карасева Т.В. Особенности формирования залежей нефти в отложениях терригенного девона южной части Пермского края // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 5. – С. 302–317.
5. Базив В.Ф. Геолого-промысловые основы управления отбором жидкости и режимами нефтяных залежей при их заводнении: автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук. – М., 2007. – 198 с.
6. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 496 с.
7. Гаттенбергер Ю.П., Халимов Э.М. Литологические залежи нефти в девонских отложениях Урало-Поволжья // Геология нефти и газа. – 1958. – № 8. – С. 25–29.
8. Russia oil and gas exploration laws: regulation handbook. Vol. 1. Strategic information, regulations, contacts. – Washington: International Business Publications, 2013. – 290 p.
9. Ахметгареев В.В., Корнилова П.Ф. Совершенствование системы разработки на месторождениях Татарстана на поздней стадии на примере Бондюжского нефтяного месторождения [Электронный ресурс]. – URL: [www.tatnipi.ru/upload/sms/2012/geol/002.pdf](http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2012/geol/002.pdf) (дата обращения: 20.09.2015).

## References

1. Melkisev O.A., Galkin V.I., Kozhevnikova E.E., Karaseva T.V. Zonalnyi prognoz neftegazonosnosti devonskogo terrigenogo neftegazonosnogo kompleksa na iuge Permskogo kraia [Zonal forecast oil and gas potential of Devonian siliciclastic oil and gas province in the south of the Perm region]. *Neftyanoe Khozyaistvo – Oil Industry*, 2014, no. 6, pp. 4-8.
2. Ivanov A.I. Vliianie osobennostei geologicheskogo stroeniia na effektivnost' razrabotki mestorozhdenii nefiti iugo-vostoka Tatarstana. Avtoreferat dissertatsii na soiskanie uchenoi stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk [The influence of geology on the effectiveness of the development of oil fields of South-East of Tatarstan]. Ufa, 2005. 26 p.
3. Muslimov R.KH., Larochkina R.N., Diyashev E.R., Kirillov E.R., Bogateev Sh.M. Optimization of oil deposits prospecting and exploration at the stage of high degree of exploration of the territory (By the Example of Tatarstan). *Geology of Fossil Fuels – Oil and Gas: Proceedings of the 30th International Geological Congress, Beijing, China, 4–14 August.* Beijing, 1996, vol. 18, part a, pp. 57-70.
4. Kozhevnikova E.E., Karaseva T.V. Osobennosti formirovaniia zalezhei nefiti v otlozheniakh terrigenogo devona iuzhnoi chasti Permskogo kraia [Features of formation of deposits of oil in the sediments of siliciclastic Devonian southern part of the Perm region]. *Oil and Gas Business*, 2011, no. 5, pp. 302-317.
5. Baziv V.F. Geologopromyslovye osnovy upravleniia otborom zhidkosti i rezhimami neftiannykh zalezhei pri ikh zavodnenii: avtoreferat dissertatsii na soiskanie uchenoi stepeni doktora geologo-mineralogicheskikh nauk [Geological bases of management modes and the selection of the liquid oil deposits when flooding]. Moscow, 2007. 198 p.
6. Gavura V.E. Geologiia i razrabotka neftiannykh i gazoneftiannykh mestorozhdenii [Geology and development of oil and gas deposits]. Moscow: VNIIOENG, 1995. 496 p.
7. Gattenberger Iu.P., Khalimov E.M. Litologicheskie zalezhi nefiti v devonskikh otlozheniakh Uralo-Povolzh'ia [The lithological oil deposits in the Devonian deposits of the Ural-Volga region]. *Oil and Gas Geology*, 1958, no. 8, pp. 25-29.

10. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России / Р.Д. Абдулмизитов, А.К. Багаутдинов [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – Т. 1. – 281 с.
11. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. – М.: Недра, 1976. – 247 с.
12. Халимов Э.М. Высокая нефтеотдача с применением традиционного заводнения реально при соблюдении проектного режима разработки [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007. – Т. 2. – URL: [www.ngtp.ru/rub/9/001.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/001.pdf) (дата обращения: 10.09.2015).
13. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – 355 с.
14. Muslimov R.Kh. The growing role of enhanced oil recovery in replenishment of oil reserves // *International Journal of Science Georesources*. – 2007. – Vol. 2 (10). – P. 2–5.
15. Atchley S.C., West L.W., Sluggett J.R. Reserves growth in a mature oil field: The devonian leduc formation at Innisfail field, south-central Alberta, Canada // *AAPG Bulletin/American Association of Petroleum Geologists*. – 2006. – Vol. 90, № 8. – P. 1153–1170. DOI: 10.1306/03030605193.
8. Russia oil and gas exploration laws: regulation handbook. Vol. 1. Strategic information, regulations, contacts. Washington: International Business Publications, 2013. 290 p.
9. Akhmetgareev V.V., Kornilova P.F. Sovershenstvovanie sistemy razrabotki na mestorozhdeniiakh Tatarstana na pozdnei stadii na primere Bondyuzhskogo neflianogo mestorozhdeniia [Improving the development system of Tatarstan late stage fields on the example Bondyuzhskoe oil-field], available at: [www.tatnipi.ru/upload/sms/2012/geol/002.pdf](http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2012/geol/002.pdf).
10. Abdulmazitov R.D., Bagautdinov A.K. et al. Geologiya i razrabotka krupneishikh i unikal'nykh neflianykh i neftegazovykh mestorozhdenii Rossii [Geology and development of large and unique oil and gas fields Russia]. Moscow: VNIIOENG, 1996, vol. 1, p. 281.
11. Ivanova M.M. Dinamika dobychi nefli iz zalezhei [Dynamics of oil production from reservoir]. Moscow: Nedra, 1976. 247 p.
12. Khalimov E.M. Vysokaia nefteotdacha s primeneniem traditsionnogo zavodneniia real'na pri sobliudeni proektnogo rezhima razrabotki [High oil recovery using conventional waterflood is real in case of control of project design mode]. *Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies*, 2007, vol. 2, available at: [www.ngtp.ru/rub/9/001.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/001.pdf).
13. Liadova N.A., Iakovlev Iu.A., Raspopov A.V. Geologiya i razrabotka neflianykh mestorozhdenii Permskogo kraia [Geology and development of oil fields in Perm Region]. Moscow: VNIIOENG, 2010. 355 p.
14. Muslimov R.KH. The growing role of enhanced oil recovery in replenishment of oil reserves. *International journal of science Georesources*, 2007, vol. 2 (10), pp. 2-5.
15. Atchley S.C., West L.W., Sluggett J.R. Reserves growth in a mature oil field: the devonian leduc formation at innisfail field, south-central Alberta, Canada. *AAPG Bulletin. American Association of Petroleum Geologists*, 2006, vol. 90, no. 8, pp. 1153-1170. DOI: 10.1306/03030605193.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Эбзеева О.Р. Обобщение опыта разработки объектов терригенного девона // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, №18. – С. 53–60. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.6

Please cite this article in English as:

Ebzeeva O.R. Lessons learned from the development of siliciclastic Devonian deposits. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.18, pp. 53-60. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.18.6