

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2020.2.36-48>

УДК 622.03

**ЛОКАЛИЗАЦИЯ ЗОН ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ  
ПРАВОБЕРЕЖНОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
ПАО «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕГАЗ»**

**Агишев Э.Р., Гимранова А.Г., Сляднева Д.А., Рамаданов А.В.**

ООО «РН-БашНИПИнефть»

**LOCALIZATION OF THE RESIDUAL OIL RESERVE AREAS OF THE  
RIGHTBANK GROUP OF FIELDS OF PAO SLAVNEFT-  
MEGIONNEFTEGAZ**

**E.R. Agishev, A.G. Gimranova, D.A. Slyadneva, A.V. Ramadanov**

RN-BashNIPIneft LLC

**E-mail: [GimranovaAG@bnipi.rosneft.ru](mailto:GimranovaAG@bnipi.rosneft.ru)**

**Аннотация.** В статье рассмотрена методика ранжирования зон локализации остаточных извлекаемых запасов пласта по степени рискованности для дальнейшего проектирования зарезки боковых стволов (ЗБС) и обеспечения вовлечения их в разработку. Современные гидродинамические симуляторы позволяют воспроизвести историю разработки практически любого объекта. Однако из-за геологической неоднородности пласта сложно учесть действительное направление фильтрационных потоков. Для повышения эффективности внедряемых мероприятий необходим комплексный подход и всесторонний анализ распределения остаточных запасов. Применение комплексного подхода дает возможность установить не только физические причины зацементирования или удерживания нефти в пористой среде, но и оценить распределение текущей нефтенасыщенности по площади и разрезу залежи, установить зоны локализации остаточных запасов, спрогнозировать технологическую эффективность буровых работ, выделить перспективные участки для бурения. По результатам геофизических и промыслово-геофизических исследований скважин при анализе неоднородности геофизических свойств коллектора по площади и разрезу было установлено неравномерное распределение остаточных запасов по продуктивным пластам. Построено предположение об опережающей выработке запасов в верхней части пласта и обоснован вывод о наличии зон остаточных запасов нефти в нижней части пласта. Авторами разработан экспресс метод, с помощью которого можно

выделить невовлеченные в разработку за счет вертикальной анизотропии зоны для планирования ЗБС без построения гидродинамической модели. Рассмотрено применение методики на примере пласта X месторождения Западной Сибири, представленного меловыми отложениями. Предложенный метод предполагается масштабировать на объекты со схожими геолого-физическими характеристиками для планирования геолого-технических мероприятий.

***Ключевые слова:** остаточные извлекаемые запасы нефти, бурение боковых стволов, минимизация рисков бурения*

**Abstract.** The article considers the method of ranking the zones of localization of residual recoverable reservoir reserves by the degree of risk for further design of sidetracking and ensuring their involvement in the development. Modern reservoir simulation software permits history matching of almost any object. However, due to the geological heterogeneity of the formation, it is difficult to take into account the actual direction of the filtration flows. To improve the effectiveness of implemented measures, an integrated approach and a comprehensive analysis of the structure of residual reserves is required. An integrated approach enables to establish not only the physical causes of the entrapment or retention of oil in the porous medium, but also to evaluate the distribution of current oil saturation area and cut deposits to establish containment zones of residual reserves, to predict technological efficiency of drilling operations, to identify prospective areas for drilling. According to the results of geophysical and field-geophysical studies of wells, when analyzing the heterogeneity of the reservoir's geophysical properties by area and section, an uneven distribution of residual reserves across productive formations was established. An assumption is made about the advanced development of reserves in the upper part of the formation and a conclusion is made about the presence of zones of high concentration of residual oil reserves in the lower part of the formation. The authors have developed an express method that can be used to identify zones that are not involved in the development due to vertical anisotropy for planning the sidetracking without building of reservoir simulation model. The application of the method is considered on the example of formation X of the Western Siberia deposit, represented by cretaceous deposits. The proposed method is supposed to be scaled to objects with similar geological and physical characteristics for planning geological and technical activities.

***Key words:** residual recoverable oil reserves, sidetracking, minimization of drilling risks*

## **Введение**

Современное состояние нефтедобывающей отрасли характеризуется переходом большинства крупных месторождений на позднюю стадию

разработки с высокой степенью обводненности продукции и повышением доли трудноизвлекаемых запасов. Для планирования рациональной выработки эксплуатационных объектов возникает необходимость создания методики выявления зон с остаточными запасами углеводородов, при использовании которой поиск данных участков будет происходить с минимальными трудозатратами, с применением упрощенных алгоритмов и минимизацией рисков. Бурение боковых стволов на поздней стадии эксплуатации месторождений является эффективным инструментом вовлечения слабодренируемых зон коллектора в процесс разработки, что способствует повышению нефтеотдачи пласта [1].

В связи с этим, основной целью исследования является выявление наиболее перспективных зон локализации остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) пласта X для дальнейшего проектирования зарезки боковых стволов (ЗБС) и обеспечения вовлечения их в разработку.

На поздней стадии разработки месторождения применяются математические методы создания карт остаточных запасов, реализованные в специализированных программных продуктах. Они требуют точного расчета геолого-гидродинамической модели, адаптированной к совокупной истории разработки. Однако процесс использования постоянно действующей геолого-гидродинамической модели весьма трудоемок [2].

С целью анализа выработки запасов в разбуренной зоне специалистами ООО «РН-БашНИПНефть» разработана экспресс методика категоризации остаточных извлекаемых запасов [3]. Данная методика основывается на кластеризации по площади остаточных извлекаемых запасов согласно международной классификации SPE PRMS. По локализованным остаточным извлекаемым запасам производится оценка потенциала выработки, строятся карты для выделения приоритетных зон с точки зрения недренируемых запасов. По ним выявляются причины низкой прогнозной выработки [4]. Исходя из

выявленных причин, утверждается программа исследований и геолого-технических мероприятий, направленных на вовлечение в разработку локализованных запасов.

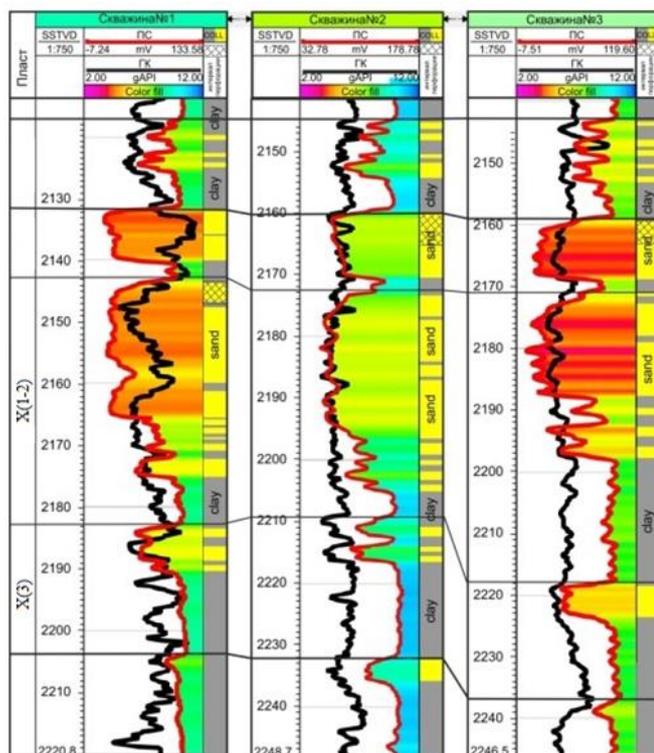
Однако существует вероятность неравномерности выработки не только по площади, но и по разрезу. В данном исследовании авторами разработана экспресс-методика, с помощью которой можно выделить невовлеченные в разработку зоны для планирования бурения ЗБС. Суть комплексного подхода заключается в выявлении основных параметров, влияющих на образование застойных зон.

### **Характеристика объекта**

Пласт X на Самотлорском (ПАО «Самотлорнефтегаз») месторождении и на правобережной группе месторождений ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ПАО «СН-МНГ») формировался в единых палеофациальных условиях и имеет схожие геолого-физические характеристики (ГФХ). Он состоит из пласта X(1-2) и пласта X(3). Пласт X(1-2) характеризуется высокой продуктивностью и большой нефтенасыщенной толщиной и разрабатывается без гидроразрыва, что исключает приобщение X(3) без его перфорации. Пласт X(3) представлен серией маломощных песчаных валов, вытянутых параллельно простиранию палеосклона с юго-востока на северо-запад. Он менее выдержан и по вертикали, и по латерали по сравнению с основным телом (Рис. 1).

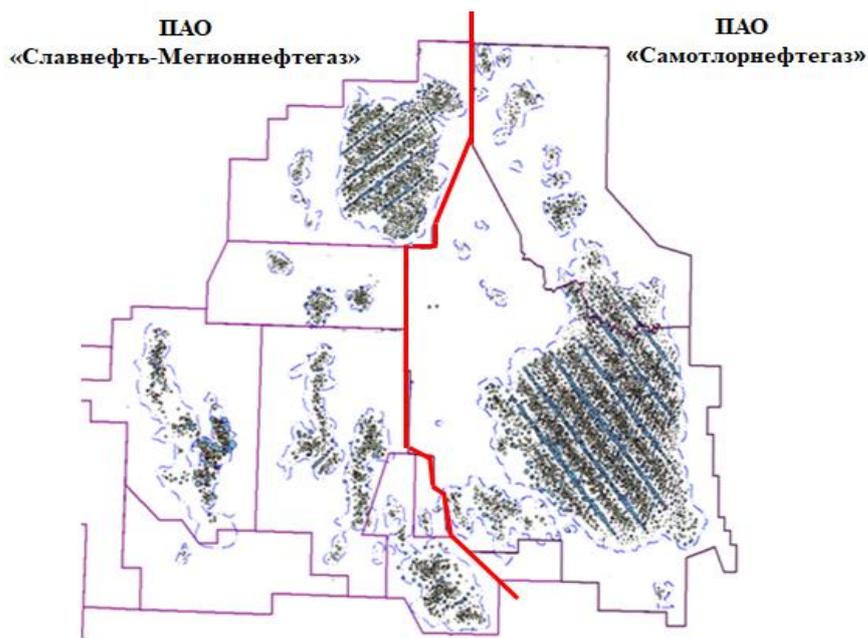
Основными особенностями пласта X(3) являются невыдержанность по площади эффективной мощности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород и глинистой перемычки между основным коллектором и целевым интервалом. По усредненным данным геолого-статистического разреза (ГСР) выявлено, что в подошвенной части объекта существуют зоны с ухудшенными ФЕС пород. К ним могут быть приурочены недренируемые запасы, связанные с анизотропией ФЕС по

разрезу, что подтверждается промыслово-геофизическими исследованиями (ПГИ).



*Рис. 1. Схема корреляции по линии скважин Сомотлорского месторождения и скважин месторождений ПАО «СН-МНГ»*

Объект исследования – группа пластов X – разрабатывается на всех месторождениях правобережной группы ПАО «СН-МНГ» (Рис. 2).



*Рис. 2. Карта регионального распространения пласта X*

Выработка объекта X для месторождений ПАО «СН-МНГ» составляет 87 %. На Самотлорском месторождении выработка объекта X составляет более 90 %.

Проведенный анализ структуризации остаточных извлекаемых запасов показал наличие невырабатываемых зон в нижней части объекта исследования (пласт X(3)). Поскольку на примыкающем Самотлорском месторождении есть успешный опыт работы скважин ГС на пласт X(3), для анализа было взято данное месторождение.

### **Определение зон локализации ОИЗ**

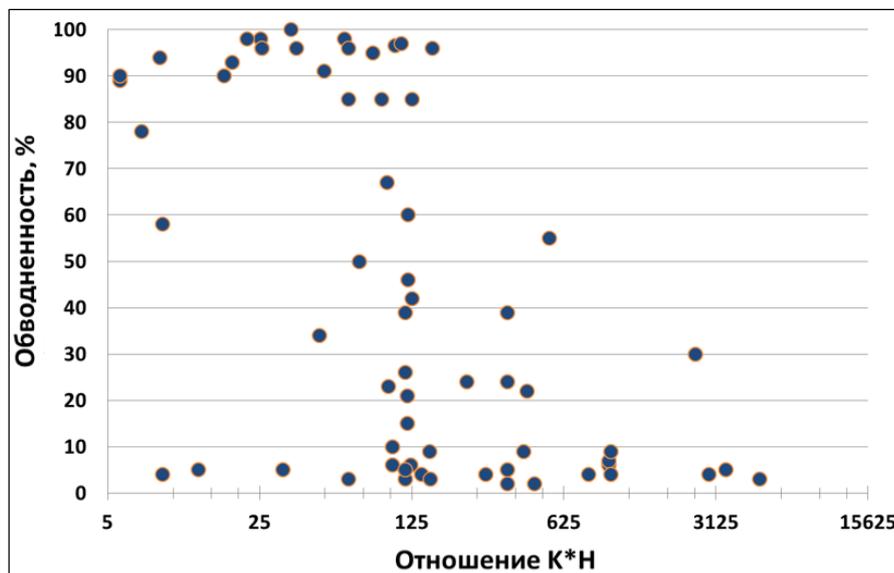
Задача определения зон локализации ОИЗ сводится к определению параметров, влияющих на выработку пласта X(3). Для выявления основных параметров, влияющих на образование застойных зон, необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать опыт бурения ЗБС на пласт X(3) Самотлорского месторождения;
2. Выявить факторы, влияющие на запускную обводненность и накопленную добычу;
3. Оценить применимость выявленных факторов на месторождениях ПАО «СН-МНГ»;
4. Построить «карту перспектив» для оценки кандидатов ЗБС на пласт X(3);
5. Оценить и ранжировать перспективные зоны.

На основе анализа запускных параметров и работы 87 скважин Самотлорского месторождения выделены основные критерии оценки «приоритетных зон» для планирования ЗБС (Рис.4):

- перфорация целевого интервала (ЦИ);
- соотношение  $K \cdot N$  (где  $K$ -проницаемость,  $N$ -нефтенасыщенная толщина пласта) между основным телом X(1-2) и пластом X(3);
- мощность глинистой перемычки между пластом X(1-2) и X(3).

Зависимость соотношения  $K^*H$  основного тела к целевому интервалу оценивалась исходя из запускной обводненности скважины (Рис. 3).



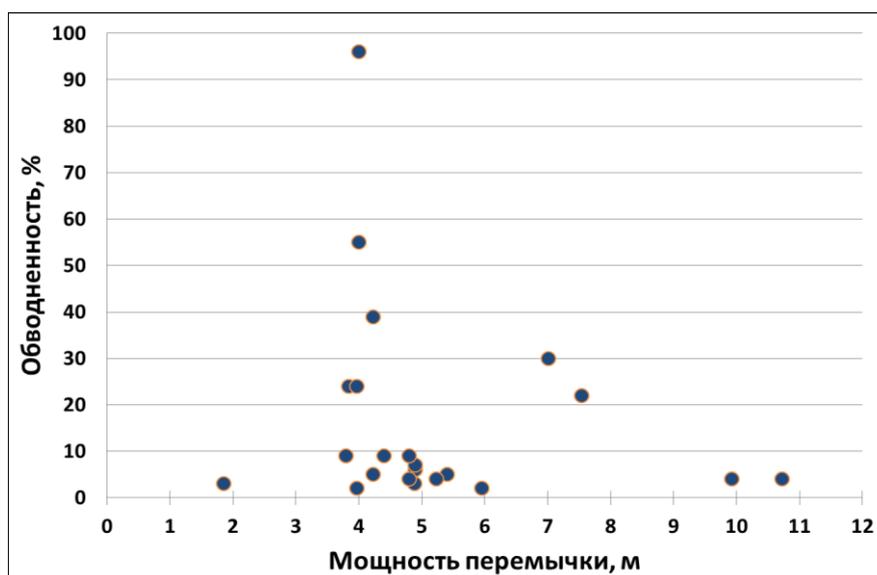
*Рис. 3. Зависимость запускной обводненности от соотношения  $K^*H$  между основным телом и ЦИ*

При величине соотношения  $K^*H$  от 125 до 150 значительно уменьшается доля высокообводненных скважин, при величине соотношения более 150 – преобладают скважины с меньшей запускной обводненностью, т.к. работает только основной интервал. Данный критерий нормирован на оценочный коэффициент, по полученным данным построена карта рисков для данного критерия.

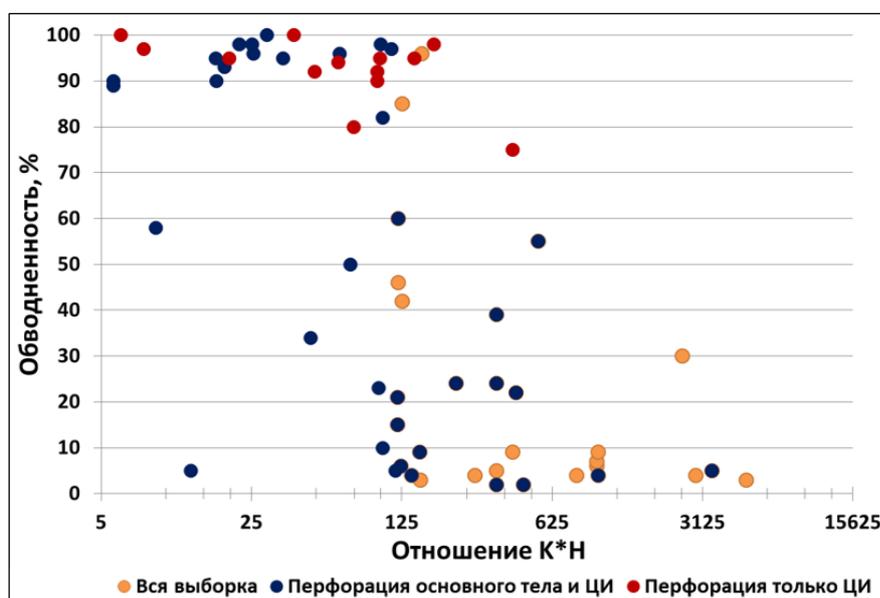
Для скважин с величиной соотношения  $K^*H > 150$  построена зависимость запускной обводненности от мощности глинистой перемычки между основным телом объекта и пластом X(3) (Рис. 4).

В результате, в наименее обводненных скважинах мощность глинистой перемычки составляла более 5м. Данный критерий также был отнормирован на оценочный коэффициент.

Выявлено, что в зонах совместной разработки основного тела и ЦИ основной приток получен из X(1-2), в пласте X(3) остаются ОИЗ. При перфорации только X(3) пласт полностью вырабатывается (Рис. 5).



*Рис. 4. Зависимость запускающей обводненности от мощности глинистой перемычки между основным телом и ЦИ*



*Рис. 5. Зависимость запускающей обводненности от перфорации ЦИ*

Для оценки влияния перфорации ЦИ и построения карты «рисков» произведена оценка зоны дренирования и ее нормировка на оценочный коэффициент. Если скважина была перфорирована на ЦИ, то для скважины устанавливается радиус выработки 200-400 м. Оценка успешности определялась согласно установленным границам (Рис. 6).



**Рис. 6. Нормировка критериев на оценочный коэффициент**

0 - зона высоких рисков, 1 - приоритетная зона для планирования ЗБС

По результатам статистического анализа массива данных выделены основные критерии «приоритетной зоны» для заложения ЗБС (Табл. 1):

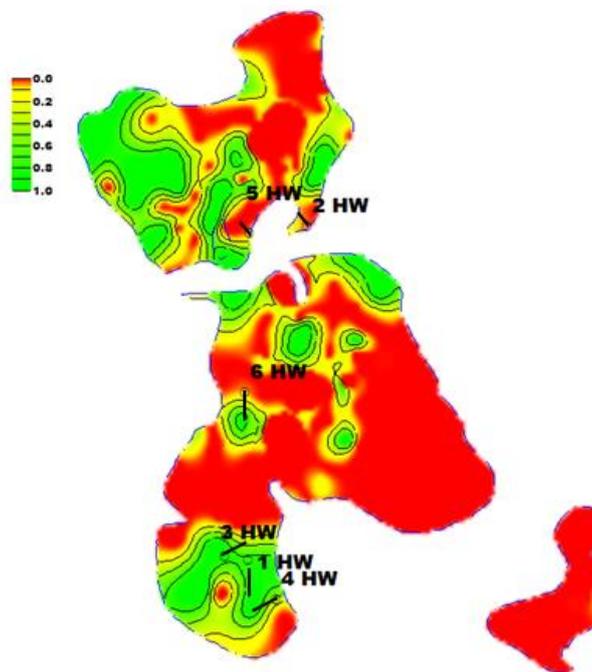
- величина соотношения  $K^*H$  основного тела к пласту Х(3) составляет более 150;
- мощность глинистой перемычки между основным телом объекта и целевым интервалом более 5 м;
- целевой интервал не перфорирован или перфорирован совместно с основным пластом.

Таблица 1

**Зависимость запускной обводненности и накопленной добычи нефти от проницаемости, мощности перемычки и перфорации ЦИ**

Выборка скважин	Средняя запускная обводненность, %	Средняя накопленная добыча нефти/(Нэфф*t)
Вся выборка скважин	55,7	0,092
Соотношение $KH > 150$	25,5	0,163
Мощность перемычки $H > 5$ м	55,6	0,113
$KH + H$	29,8	0,191
Перфорация только ЦИ	88,0	0,049
$KH + H$ , совместная перфорация	10,1	0,214

Путем перемножения карт нормированных параметров строится карта «приоритетных зон» для подбора кандидатов ЗБС (Рис. 7). Красным на карте отмечены зоны высоких рисков, зеленым – перспективные зоны.



*Рис. 7. Нормированная «карта перспектив» для оценки кандидатов ЗБС*

Ранее на рассматриваемом месторождении уже проводилось бурение скважин ЗБС на пласт Х(3). Ретроспективный анализ применимости критериев «приоритетных зон» для скважин ЗБС показал качественную сходимость, что подтверждается параметрами работы скважин (Табл. 2). Так, согласно «карте перспектив», скважины 2НВ и 5НВ на этапе проектирования закладывались в неуспешные зоны, а скважины 1 НВ, 3 НВ, 4 НВ, 6 НВ в зоны локализации ОИЗ.

Таблица 2

***Параметры работы скважин на пласт Х(3) месторождения Западной Сибири***

№ горизонта	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут	Q <sub>н</sub> , т/сут	% воды	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча нефти/(Нэфф*t)
1 НВ	70,9	68,4	4	39,3	0,401
2 НВ	44,6	42,0	6	19,6	0,079
3 НВ	109,3	100,3	8	177,2	1,088
4 НВ	30,4	25,1	21	37,5	0,205
5 НВ	57,1	9,9	83	4,0	0,048
6 НВ	76,1	73,4	4	68,0	0,243

Скважины, попадающие, согласно результатам проведенного анализа, в наиболее перспективные зоны, введены в эксплуатацию с обводненностью менее 30 % и с начальными дебитами по нефти более 25 т/сут. Однако скважина 2НВ имеет низкую оценку успешности, поскольку в ходе эксплуатации быстро обводнилась, и имеет значение накопленной добычи нефти менее 20 тыс.т. Это свидетельствует о том, что оценивались не только запускные показатели работы скважин, но и накопленные.

На перспективном участке рассматриваемого месторождения реализовано бурение скважины на пласт Х(3), по результатам бурения запускные показатели подтверждают наличие ОИЗ. Полученный опыт предлагается масштабировать на все месторождения правобережной группы ПАО «СН-МНГ», с возможностью реализации до 10-15 скважин в год.

### **Выводы**

Авторами разработан метод локализации остаточных запасов нефти пласта Х(3) для правобережной группы месторождений ПАО «СН-МНГ». Данный метод позволяет выявлять зоны локализации ОИЗ на объектах с анизотропией ФЕС по разрезу. Предложенный метод предполагается масштабировать на объектах со схожими геолого-физическими характеристиками для планирования геолого-технических мероприятий.

### **Список литературы**

1. Пичугин О.Н. Оптимизация разработки месторождений на основе бурения боковых стволов. Концепция, методика, инструментарий / О.Н. Пичугин, СВ. Никифоров, А.С. Шубин, И.Н. Санников, В.В. Богданова // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. - 2008. - № 7. - С.38-45.
2. Назыров М.Р., Кривина Т.Г., Еремеева С.В., Золотарева Н.П./ Постоянно действующая геолого-технологическая модель ОНГМК: состояние и проблемы//Нефтепромысловое дело. – 2007. -№ 6. – С.15-20.
3. Липчинский К.Н. Изменение структуры залегающих остаточных запасов нефти под действием естественных и техногенных факторов / К.Н. Липчинский, К.В. Киселев,

- О.В. Андреев // Вестник Тюменского государственного университета. Социально-экономические и правовые исследования. – 2007. – № 3. – С. 3–10.
4. Ганиев Ш.Р., Хузина Д.И. /Разработка экспресс-методики структурирования извлекаемых запасов углеводородов для анализа разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. 2018. Уфа: Экологические проблемы нефтедобычи. С. 103.
  5. Хузина Д.И. Ганиев Ш.Р. / Экспресс-методика эффективности разработки месторождений на основе автоматизированного подхода верификации запасов.// Актуальные проблемы науки и техники — 2019: сб. статей, докл. и выступлений XII Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых.(Уфа, 1 июня 2019 г.): в 2 т. — Уфа: Изд-во «УГНТУ», 2019. — С.28-29
  6. Dan DiLuzio. Key Changes from the Petroleum Resources Management System (PRMS 2007) to the PRMS 2018 PRMS Update Project Lead, SPE Oil and Gas Reserves [Электронный ресурс] (дата обращения: 15.01.2019).

### References

1. Pichugin O.N, Nikiforov S.V., Shubin A.S., Sannikov I.N., Bogdanova V.V. *Optimizatsiya razrabotki mestorozhdeniy na osnove bureniya bokovykh stvolov. Kontseptsiya, metodika, instrumentariy* [Optimization of field development through sidetrack drilling. Concept, methodology and apparatus]. *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii*, 2008, No. 7, pp. 38-45. (in Russian)
2. Nazyrov M.R., Krivina T.G., Ereemeva S.V., Zolotareva N.P. *Postoyanno deystvuyushchaya geologo-tekhnologicheskaya model' ONGMK: sostoyanie i problemy* [Permanently updated geological and reservoir simulation model: State and problems]. *Neftepromyslovoye delo*, 2007, No. 6, pp.15-20. (in Russian)
3. Lipchinsky K.N., Kiselev K.V., Andreev O.V. *Izmenenie struktury zaleganiya ostatochnykh zapasov nefti pod deystviem estestvennykh i tekhnogennykh faktorov* [Changes in the structure of occurrence of remaining oil reserves under the influence of natural and technology-related factors]. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Social'no-ekonomicheskie i pravovye issledovaniya*, 2007, No. 3, pp. 3–10. (in Russian)
4. Ganiev Sh.R., Khuzina D.I. *Razrabotka ekspress-metodiki strukturirovaniya izvlekaemykh zapasov uglevodorodov dlya analiza razrabotki mestorozhdeniy s trudnoizvlekaemyimi zapasami* [Development of express methods for structure inventory of recoverable hydrocarbon reserves to analyze the development of fields with hard-to-recover reserves]. Ufa: *Ekologicheskie problemy nefteobychi*, 2018, 103 p. (in Russian)
5. Khuzina D.I., Ganiev Sh.R. *Ekspress-metodika effektivnosti razrabotki mestorozhdeniy na osnove avtomatizirovannogo podkhoda verifikatsii zapasov* [Express method for evaluation of field development efficiency based on automated approach to reserves verification. *Aktual'nye problemy nauki i tekhniki* [Actual problems of science and technology]. Proceedings of XII International Conference of Young Scientists (Ufa, 1 June 2019). Ufa: UGNTU Publ. 2019, pp.28-29 (in Russian)
6. Dan DiLuzio. Key Changes from the Petroleum Resources Management System (PRMS 2007) to the PRMS 2018 PRMS Update Project Lead, SPE Oil and Gas Reserves [available at Internet] (reference date: 15.01.2019). (in English)

**Сведения об авторах**

*Агисhev Эрнест Равилевич*, начальник отдела сопровождения бурения и ЗБС, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация  
E-mail: AgishevER@bnipi.rosneft.ru

*Гимранова Алина Галымжановна*, специалист отдела гидродинамического моделирования, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация  
E-mail: GimranovaAG@bnipi.rosneft.ru

*Сляднева Дарья Александровна*, ведущий специалист отдела сопровождения бурения и ЗБС, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация  
E-mail: SlyadnevaDA@bnipi.rosneft.ru

*Рамаданов Антон Владимирович*, ведущий специалист отдела сопровождения бурения и ЗБС, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Республика Башкортостан, Российская Федерация  
E-mail: RamadanovAV@bnipi.rosneft.ru

**Authors**

*E.R. Agishev*, Head of Drilling Support and Sidetracking, «RN-BashNIPIneft LLC», Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation  
E-mail: AgishevER@bnipi.rosneft.ru

*A.G. Gimranova*, Specialist of Reservoir Simulation Modeling Department, «RN-BashNIPIneft LLC», Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation  
E-mail: GimranovaAG@bnipi.rosneft.ru

*D.A. Slyadneva*, Leading Specialist of Drilling Support and Sidetracking, «RN-BashNIPIneft LLC», Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation  
E-mail: SlyadnevaDA@bnipi.rosneft.ru

*A.V. Ramadanov*, Leading Specialist of Drilling Support and Sidetracking, «RN-BashNIPIneft LLC», Ufa, Republic of Bashkortostan, Russian Federation  
E-mail: RamadanovAV@bnipi.rosneft.ru

**Гимранова Алина Галымжановна**  
**450078, Российская Федерация, Республика Башкортостан,**  
**г.Уфа, ул. Революционная, 96/2**  
**тел.: +7 927 332 87 35**  
**E-mail: GimranovaAG@bnipi.rosneft.ru**