

УДК 622.276.34:622.279.34

## МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ОЖИДАЕМЫХ ЗАПУСКНЫХ ДЕБИТОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**Бергенов Сардорбек Улугбекович<sup>1</sup>,**  
Sbergenov@gmail.com

**Чернова Оксана Сергеевна<sup>1</sup>,**  
ChernovaOS@hw.tpu.ru

**Зипир Максим Геннадьевич<sup>2</sup>,**  
Maksim.Zipir@lukoil.com

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

<sup>2</sup> ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»,  
Россия, 629008, г. Салехард, ул. Матросова, 29.

**Актуальность** исследования обусловлена необходимостью нефтегазодобывающему сектору проводить корректный прогноз добычных возможностей планируемых к бурению скважин как на разрабатываемых, так и на новых месторождениях, вводимых в промышленную эксплуатацию. Оценка достижимых дебитов при планировании стратегии разработки месторождения позволяет не только прогнозировать проектные уровни добычи, но и принять решение по совершенствованию стратегии запуска и разработки месторождений. Рациональное планирование снижает негативное влияние на окружающую среду и ведёт к энерго- и ресурсосбережению, также минимизирует риски невыполнения плановых показателей, что является причиной постоянной корректировки объемов добычи в меньшую сторону, ускоряет запуск новых скважин, что повышает негативное влияние процесса бурения на окружающую среду, сокращает стандартное-рекомендованное время на мероприятия и снижает качество строительства скважин.

**Цель:** оценка потенциала пласта в той или иной зоне при выборе размещения проектного фонда скважин перед бурением, приводящая к более рациональному планированию объемов добычи углеводородного сырья, которые определяются на основании расчетов гидродинамической модели.

**Объект:** разрабатываемые и вводимые в промышленную эксплуатацию (новые) месторождения углеводородов.

**Методы:** индивидуальный подход к каждой скважине при определении стартовых дебитов скважин на стадии проектирования разработки месторождения.

**Результаты.** Разработана новая методика определения запускных дебитов проектных скважин, позволяющая более точно прогнозировать начальный дебит горизонтальной скважины в определенном районе на не введенном или уже разрабатываемом месторождении нефти, газа и газоконденсата.

### Ключевые слова:

Запускной дебит, горизонтальные скважины, проектирование разработки, седиментологическая модель, фациальная зона, добыча углеводородного сырья.

### Введение

На сегодняшний день каждая нефтегазодобывающая компания сталкивается с вопросами ожидаемых дебитов запланированных к бурению скважин для технико-экономической оценки выполнения проекта [1, 2]. Задача оценки дебитов упрощается при рассмотрении бурения новых скважин на уже разрабатываемых месторождениях, так как имеется история разработки пластов, позволяющая на базе полученных данных спрогнозировать размещение и потенциал новой скважины [3–6]. Если планируемый к бурению фонд будет иметь аналогичную конструкцию с соседними скважинами, которые уже эксплуатируются с определенной историей, возможность рассчитать запускной дебит новой скважины существенно повышается при случае отсутствия латеральных неоднородностей, тектонических нарушений в пласте [7–10].

Рассмотрим два сценария для определения стартовых дебитов скважин:

- Если в районе работающих скважин в наклонно-направленном исполнении с режимными дебита-

ми жидкости 200 м<sup>3</sup>/сут. планируется бурить новый фонд с аналогичным профилем, с большей вероятностью ожидаемый режимный дебит жидкости на этих скважинах будет идентичным. Однако при обратных ситуациях к вышеуказанному случаю данная теория не действует [11, 12].

- Если месторождение не введено в эксплуатацию, и планируются к бурению скважины только с субгоризонтальными и горизонтальными окончаниями в целях достижения экономической рентабельности, либо если месторождение уже разрабатывается несколько лет с наклонно-направленным фондом и принято решение дополнительно разбуривать скважинами с горизонтальными окончаниями, то вопрос с оценкой запускных дебитов усложняется и пути решения будут иными [13–15].

В данной статье авторами предлагается нестандартный, но геологически обоснованный путь к решению вопросов с прогнозами запускного потенциала скважин.

### Разработка методики оценки дебитов скважин

На сегодняшний день существует несколько способов определения запускных дебитов горизонтальных скважин, которые применяются как на месторождениях Российской Федерации, так и на Западе. Большинство из них сформированы на базе теории американского ученого С.Д. Джоши, который утверждает, что при проектировании запускных дебитов горизонтальных скважин необходимо учитывать площадь контакта ствола с коллектором [16, 17]. Теория также подтверждается в работах математика А.С. Ван дер Влиса [18].

В этой статье представлена новая авторская методика, разработанная на базе вышесказанной теории, подразумевающая определение запускного потенциала скважины, который рассчитывается математически исходя из соотношения дебита скважины  $Q_{пл}$  смесь на произведение проницаемости пласта ( $k$ ) и толщины пласта ( $h$ ) (для горизонтальных скважин с длиной ствола  $L$  в продуктивном пласте) (1).

$$\text{Вертикальная скважина } x = \frac{Q_{пл.смесь}}{kh};$$

$$\text{Горизонтальная скважина } y = \frac{Q_{пл.смесь}}{kL}. \quad (1)$$

Произведение  $kh$  ( $kL$ ) – проводимая способность пласта, является функцией закона Дарси для радиального притока или уравнения Дюпюи (2):

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu\beta \left( \ln \frac{r_{к.п}}{r_{скв}} + S \right)}, \quad (2)$$

$k$  – проницаемость пласта (мД);  $h$  – толщина пласта (м);  $P_{пл}$  – пластовое давление (МПа);  $P_{заб}$  – забойное давление (МПа);  $\mu$  – вязкость смеси (спз);  $\beta$  – объем-

ный коэффициент ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ );  $r_{к.п}$  – радиус контура питания (м);  $r_{скв}$  – радиус скважины (м);  $S$  – скин фактор.

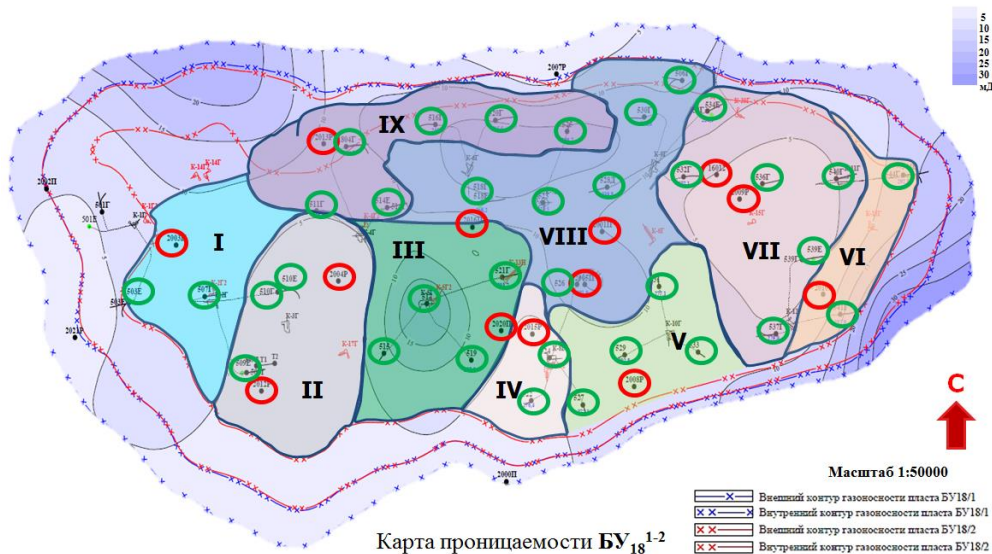
Методика была разработана на основе реальных полученных производственных данных одного из газоконденсатных активов компании ПАО «ЛУКОЙЛ», который разрабатывается уже несколько лет. Она нашла свое применение на другом новом газоконденсатном активе этой же компании. Возможность привязки этих газоконденсатных месторождений обусловлена одинаковыми условиями осадконакопления, формированием пластов и аналогичными параметрами фильтрационно-емкостных свойств [19]. Это еще раз подтвердилось при проведении автором анализа по карте проницаемости и седиментологической модели пласта [20, 21]. На основе анализа было выполнено разделение объекта на несколько фациальных зон (рис. 1). В каждой фациальной зоне имеются разведочные и работающие эксплуатационные скважины. С помощью фактических данных по разведочным и эксплуатационным скважинам определялась зависимость между ними через функцию  $kh$  по каждой фациальной зоне в газоконденсатном пласте Мелового отложения.

По конструкции разведочные скважины вертикальные с небольшим отклонением угла азимута, следовательно, соотношение определялось формулой через  $kh$ , для горизонтальных эксплуатационных скважин – через  $kL$ .

На базе полученных соотношений средняя зависимость (коэффициент  $P$ ) между вертикальными и горизонтальными скважинами по всем фациальным зонам составила  $\sim 0,0998$  (3):

$$P = \frac{y}{x}, \quad (3)$$

$y$ ,  $x$  – параметры соотношения дебита на  $kh$  и  $kL$  соответственно.

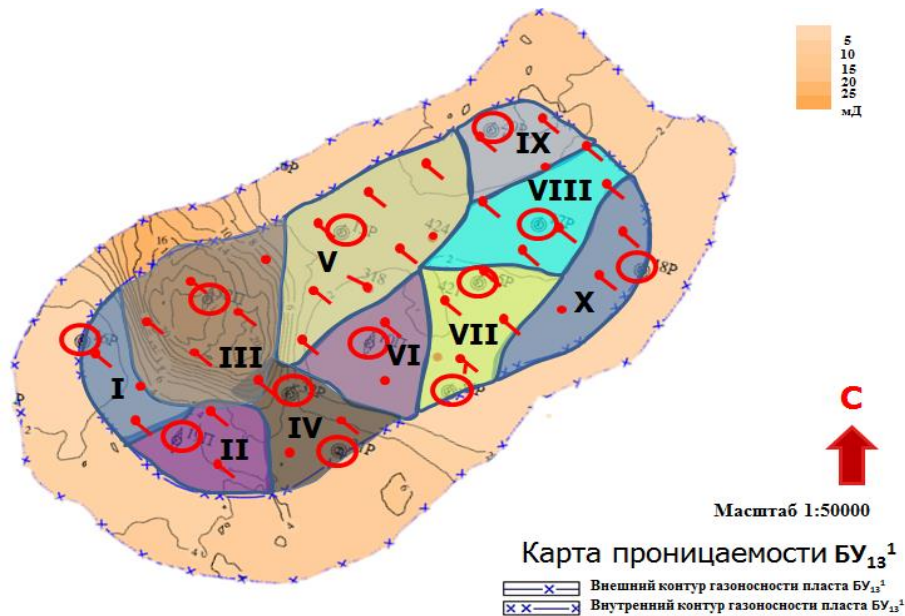


○ Разведочные скважины      ○ Эксплуатационные скважины

I–IX – литолого-фациальные районы пласта.

Рис. 1. Разбивка фациальных зон на Карте проницаемости пласта БУ<sub>18</sub>

Fig. 1. Breakdown of facial zones on the Permeability Map of the BU<sub>18</sub> formation



○ Разведочные скважины    ● Проектные эксплуатационные скважины  
 I–X – литолого-фациальные районы пласта.

Рис. 2. Разбивка фациальных зон на Карте проницаемости пласта БУ<sub>13</sub>

Fig. 2. Breakdown of facial zones on the Permeability Map of the BU<sub>13</sub> formation

#### Применение методики оценки дебитов скважин на практике

С помощью полученного коэффициента зависимости (~0,0998) разведочных и эксплуатационных скважин во всех зонах разрабатываемого месторождения по обратной задаче были рассчитаны ожидаемые запускные дебиты нового газоконденсатного месторождения.

Также были проведены анализ и разбивка пласта на фациальные зоны (рис. 2).

Далее с помощью коэффициента, полученного из первого месторождения зависимости  $P$ , была сформирована формула определения ожидаемого запускного дебита горизонтальной скважины нового объекта с учетом результатов испытания разведочных скважин этого же объекта (4):

$$P = \frac{y'}{x'} \Rightarrow Q' = \frac{P \cdot k' \cdot (L') \cdot Q}{k \cdot (h)}, \quad (4)$$

где  $P$  – рассчитанный коэффициент зависимости разведочных (вертикальных) и эксплуатационных (горизонтальных) скважин (безразмерная величина);  $y'$  – соотношение дебита скважины на  $kL$  ( $\text{м}^3/\text{сут}/\text{мД} \cdot \text{м}$ );  $x'$  – соотношение дебита скважины на  $kh$  ( $\text{м}^3/\text{сут}/\text{мД} \cdot \text{м}$ );  $Q'$  – рассчитанный ожидаемый дебит эксплуатационной скважины ( $\text{м}^3/\text{сут}$ );  $Q$  – полученный при испытании дебит разведочной скважины ( $\text{м}^3/\text{сут}$ );  $k'$  – проницаемость пласта эксплуатационной (горизонтальной) скважины (мД);  $k$  – проницаемость пласта разведочной (вертикальной) скважины (мД);  $L'$  – длина ствола эксплуатационной (горизонтальной) скважины в продуктивном пласте (м);  $h$  – высота ствола разведочной (вертикальной) скважины в продуктивном пласте (м).

Результаты оценки дебитов показали, что входная суммарная суточная добыча газовой смеси по всем новым скважинам в расчетах по авторской методике на 18 % ниже ранее составленного проектного значения, что подтверждает наличие рисков достижения проектного потенциала по добыче.

Часто большинство мировых нефтегазовых гигантов сталкиваются с конкретными рисками неточного прогноза дебитов новых скважин, что является составляющим годовых уровней добычи углеводородного сырья. Завышенные планы являются причиной невыполнения плановых показателей, что ведет за собой постоянную корректировку уровней добычи в меньшую сторону, ускорение запуска новых скважин, что повышает негативное влияние процесса бурения на окружающую среду, сокращает стандартное-рекомендованное время на мероприятия и снижает качество строительства скважин, что в дальнейшем приводит к авариям, а в худшем случае к ранним незапланированным ликвидациям скважин. Более того, это и есть основа уменьшения объема проводимых промысловых и лабораторных исследований, которая в последствии приводит к отсутствию геологических, технологических данных разработки объектов, как следствие, значительно огораживает мониторинг и контроль за разработкой объектов, принятие оперативных, правильных решений. Все перечисленные причины и последствия взяты из фактически разрабатываемых активов мировых компаний, в том числе компаний Российской Федерации.

#### Заключение

Разработанный новый подход определения запускных дебитов проектных скважин позволяет более точно спрогнозировать начальный дебит горизон-

тальной скважины в конкретном районе на не введенном или уже разрабатываемом газоконденсатном месторождении, что ведет к уверенному прогнозу стартовых параметров, к выбору потенциальной локации в пласте для бурения скважин, формированию точных проектных уровней добычи.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Horizontal drilling – a new production method / J.C. Bosio, R.W. Fincher, J.F. Giannesini, J.L. Hatten // XII World Petroleum Congress. – USA, 1987. – P. 18–22.
2. Moritis G. Worldwide horizontal drilling surges // Oil and gas journal. – 1989. – V. 87 (9). – P. 53–64.
3. Davies D. Production technology Manual, G11PT. – Edinburgh: Institute of Petroleum Engineering, 2017. – 254 p.
4. Allen T., Roberts A. Production operations. 4th ed. – Tulsa: OGCI, 1994. – 438 p.
5. Economides M., Hill A.D., Ehlig-Economides C. Petroleum production systems. – New Jersey: Prentice Hall, 1993. – 311 p.
6. Князев Д.А. Расчет дебита при освоении скважин после МГРП с помощью установки ГНКТ // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых Материалы X Всероссийской научно-технической конференции. – Пермь, 24–26 октября 2017. – С. 102–105.
7. Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / В.А. Истомин, Д.В. Изюмченко // Вести газовой науки. – 2015. – № 3. – С. 74–77.
8. Ребриков А.А. Оценка коэффициентов фильтрационного сопротивления горизонтальных скважин по результатам исследования несовершенных вертикальных скважин // Технологии нефти и газа. – 2009. – № 4 (63). – С. 41–46.
9. Спивак К.С., Телков В.П. Современные варианты заканчивания горизонтальных скважин, направленные на эффективный контроль притока к стволу скважины // Знания. Опыт. Инновации: VII Открытая научно-техническая конференция молодых специалистов и молодых работников. – Астрахань, 2017. – С. 23–25.
10. Кротов П.С. Обоснование и совершенствование схемы вскрытия сеноманских газовых залежей скважинами с горизонтальным окончанием: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2008. – 148 с.
11. Приток к системе горизонтальных скважин в однородном пласте / И.Ф. Чупров, Е.А. Канева // Инженер-Нефтяник. – 2011. – № 1. – С. 16–23.

#### Информация об авторах

**Бергенов С.У.**, аспирант направления геологии, разведки и разработки полезных ископаемых Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Чернова О.С.**, доктор геолого-минералогических наук, ведущий эксперт Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Зипир М.Г.**, начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений, ТПП «Ямалнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Сегодня разработанная авторами методика, позволяющая индивидуально подойти к каждой скважине при проектировании разработки месторождения, применяется для формирования проектных решений по еще одному активу в рамках формирования нового проектного документа на разработку.

12. Разработка обводненной газоконденсатной залежи горизонтальными скважинами / И.В. Чижев, Д.А. Кустышев, В.В. Семенов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010. – № 5. – С. 71–74.
13. Productivity index in horizontal wells / Ibelegbu Ch. // Journal of Scientific & Industrial Research. – 2004. – № 63. – P. 979–984.
14. Al-Otaibi A.M., Ozkan O. E. Interpretation of Skin Effect from pressure transient test in horizontal wells // Researchgate.net. 2005. URL: [https://www.researchgate.net/publication/266668789\\_Interpretation\\_of\\_Skin\\_Effect\\_from\\_Pressure\\_Transient\\_Tests\\_in\\_Horizontal\\_Wells](https://www.researchgate.net/publication/266668789_Interpretation_of_Skin_Effect_from_Pressure_Transient_Tests_in_Horizontal_Wells) (дата обращения 25.11.2019).
15. Влияние расположения ствола горизонтальной скважины на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин / А.Р. Сарваров, Р.Р. Литвин, И.В. Владимиров, О.С. Тюфякова, Т.Г. Казакова // Геология, Геофизика и Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – Т. 12. – С. 61–63.
16. Joshi S.D. Horizontal well technology. – Tulsa: PenWell Publ. company, 1991. – 549 p.
17. A review of horizontal well and drainhole technology / Joshi S.D. // Society of Petroleum Engineers. – 1987. – № 16868. – P. 56–64.
18. Van der Vlis A.C., Duns H., Luque R.F. Increasing well productivity in tight chalk reservoir // X World Petroleum Congress. – Bucharest, Romania, 1979. – P. 71–78.
19. ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. Дополнение к технологической схеме разработки месторождения. – Тюмень: ЛУКОЙЛ-Инжиниринг, 2017. – 66 с.
20. Белозеров В.Б. Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов // Известия ТПУ. – 2001. – Т. 319. – № 1. – С. 123–130.
21. Бородин В.Н., Курчиков А.Р. Материалы к уточнению стратиграфической схемы берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 12. – С. 1631–1639.

Поступила 19.03.2020 г.

UDC 622.276.34:622.279.34

## METHODOLOGY FOR ASSESSING THE EXPECTED STARTING FLOW RATES OF HORIZONTAL WELLS IN GAS AND GAS CONDENSATE FIELDS

Sardorbek U. Bergenov<sup>1</sup>,  
Sbergenov@gmail.com

Oksana S. Chernova<sup>1</sup>,  
ChernovaOS@hw.tpu.ru

Maxim G. Zipir<sup>2</sup>,  
Maksim.Zipir@lukoil.com

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

<sup>2</sup> LLC «LUKOIL-Western Siberia,  
24, Matrosova street, Salekhard, 629008, Russia.

**The relevance** of research is caused by the necessity for oil and gas sector to make the correct forecast of production capabilities of the wells planned for drilling both at those being developed and the new ones which are being planned putting into commercial operation. Estimation of achievable production rates during planning a field development strategy allows not only evaluating the projected production level, but as well making a decision on improving the strategy for launching and developing fields. A sustainable planning reduces the negative impact on the environment and leads to energy and resource conservation. Moreover, it minimizes as well the risks of failure to achieve targets, which results in constant adjustment of production levels downwards, accelerating the launch of new wells, which increases the negative impact of drilling on the environment, reduces the standard-recommended time for activities and the quality of well construction.

**The main aim** of the study is to assess the reservoir potential in a particular zone during selecting the location of the project fund of wells before drilling, leading to more sustainable planning of hydrocarbon production volumes determined based on calculations on the simulation model.

**Objects:** hydrocarbon fields under development and those, putting into commercial operation (new).

**Methods:** individual approach to each well during determination of the initial production rates of wells at the engineering design stage of a field development.

**Results.** The authors have developed the new methodology for identifying the starting production rates of project wells, which allows more accurate prediction of the initial production rate of a horizontal well in a specific area in an unreleased or already developing oil, gas and gas condensate field.

### Key words:

Launching flow rate, horizontal wells, development design, sedimentological model, facial zone, hydrocarbon production.

### REFERENCES

- Bosio J.C., Fincher R.W., Giannesini J.F., Hatten J.L. Horizontal drilling – a new production method. *XII World Petroleum Congress*. USA, 1987. pp. 18–22.
- Moritis G. Worldwide horizontal drilling surges. *Oil and gas journal*, 1989, vol. 87 (9), pp. 53–64.
- Davies D. *Production technology Manual, G11PT*. Edinburgh, Institute of Petroleum Engineering, 2017. 254 p.
- Allen T., Roberts A. *Production operations*. 4<sup>th</sup> ed. Tulsa, OGCI, 1994. 438 p.
- Economides M., Hill A.D., Ehlig-Economides C. *Petroleum production systems*. New Jersey, Prentice Hall, 1993. 311 p.
- Knyazev D.A. Raschet debita pri osvoenii skvazhin posle MGRP s pomoshchyu ustanovki GNKT [Calculation of flow rate during well completion after hydraulic fracturing using a coiled tubing installation]. *Problemi razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh. Materialy X Vserossiyskoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii* [Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits. Materials of X All-Russian scientific conference]. Perm, 2426 October 2017. pp. 102–105.
- Istomin V.A., Izyumchenko D.V. Problemy razrabotki gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy [Problems of developing gas, gascondensate and oil fields]. *Vesti gazovoy nauki*, 2015, no. 3, pp. 74–77.
- Rebrikov A.A. Otsenka koeffitsientov filtratsionnogo soprotivleniya gorizontalnykh skvazhin po rezul'tatam issledovaniya nesovershennykh vertikalnykh skvazhin [Assessment of filtration resistance coefficients of horizontal wells based on the results of a study of imperfect vertical wells]. *Tekhnologii nef'ti i gaza*, 2009, no. 4 (63), pp. 41–46.
- Spivak K.S., Telkov V.P. Sovremennye varianty zakanchivaniya gorizontalnykh skvazhin, napravlennye na effektivnyy kontrol pritoka k stvolu skvazhiny [Modern options for completing horizontal wells aimed at effective control of inflow to the well]. *Znaniya. Opyt. Innovatsii. VII Otkrytaya nauchno-tehnicheskaya konferentsiya molodykh spetsialistov i molodykh rabotnikov* [Knowledge. Experience. Innovation. VII Open scientific and technical conference of young specialists and young workers]. As-trakhan, 2017. pp. 23–25.
- Krotov P.S. *Obosnovanie i sovershenstvovanie skhemy vskrytiya senomanskikh gazovykh zalezhey skvazhinami s gorizontalmym okonchaniem*. Avtoreferat Dis. kand. nauk [Justification and improvement of the scheme for opening the Cenomanian gas deposits by wells with horizontal endings. Cand. Diss. Abstract]. Tumen, 2008. 148 p.
- Chuprov I.F., Kaneva E.A. Pritok k sisteme gorizontalnykh skvazhin v odnorodnom plaste [Inflow to a system of horizontal wells in a homogeneous formation]. *Inzhener-Neftyanik*, 2011, no. 1, pp. 16–23.
- Chyzhov I.V., Kustyshev D.A., Semenov V.V. Razrabotka obvodnennoy gazokondensatnoy zalezhy gorizontalmi skvazhinami [Development of flooded gas condensate reservoir with horizontal wells]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft i gaz*, 2010, no. 5, pp. 71–74.
- Ibelegbu Ch. Productivity index in horizontal wells. *Journal of Scientific & Industrial Research*, 2004, no. 63, pp. 979–984.

14. Al-Otaibi A.M., Ozkan O. E. Interpretation of Skin Effect from pressure transient test in horizontal wells. *Researchgate.net*, 2005. Available at: [https://www.researchgate.net/publication/266668789\\_Interpretation\\_of\\_Skin\\_Effect\\_from\\_Pressure\\_Transient\\_Tests\\_in\\_Horizontal\\_Wells](https://www.researchgate.net/publication/266668789_Interpretation_of_Skin_Effect_from_Pressure_Transient_Tests_in_Horizontal_Wells) (accessed 25.11.2019).
15. Sarvarov A.R., Litvin R.R., Vladimirov I.V., Tufakova O.S., Kazakova T.G. Vliyaniye raspolozheniya stvola gorizontальной skvazhiny na koeffitsient izvlecheniya nefi i plotnost setki skvazhin [Influence of horizontal well location on oil recovery coefficient and density of the grid of wells]. *Geologiya, Geofizika i Razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2008, vol. 12, pp. 61–63.
16. Joshi S.D. *Horizontal well technology*. Tulsa, PenWell Publ. company, 1991. 549 p.
17. Joshi S. D. A review of horizontal well and drainhole technology. *Society of Petroleum Engineers*, 1987, no. 16868, pp. 56–64.
18. Van der Vlis A.C., Duns H., Luque R.F. Increasing well productivity in tight chalk reservoir. *X World Petroleum Congress*. Bucharest, Romania, 1979. pp. 71–78.
19. OOO «LUKOIL-Inzhiniring» «KogalymNIPIneft» v g. Tumeni. *Dopolnenie k tekhnologicheskoy skheme razrabotki mestorozhdeniya* [Addition to the technological scheme of field development]. Tumen, LUKOIL-Inzhiniring Publ., 2017. 66 p.
20. Belozherov V.B. The influence of facies heterogeneity of terrigenous reservoirs on the development of hydrocarbon deposits. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2001, vol. 319, no. 1, pp. 123–126. In Rus.
21. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Materialy k utochneniyu stratigraficheskoy skhemy berrias-nizhneaptskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri [Materials for refinement of the stratigraphic scheme of the Berrias-Lower Aptian deposits of Western Siberia]. *Nauchniy zhurnal geologiya i geofizika*, 2010, vol. 51, no. 12, pp. 1631–1639.

Received: 19 March 2020.

#### Information about the authors

**Sardorbek U. Bergenov**, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Oksana S. Chernova**, Dr. Sc., leading expert, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Maxim G. Zipir**, head of department «Development and exploitation of oil and gas fields», LLC «LUKOIL-Western Siberia.