



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-1-79-87>
УДК 550.8.05, 550.82, 622.24, 622.276



МЕХАНИЗМЫ ОБРАЗОВАНИЯ ЯВЛЕНИЯ АВТОГРП НА НЕРАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ПЛАСТАХ И ОЦЕНКА ИХ ВЛИЯНИЯ НА СИСТЕМУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ПРИБОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.И. ИСЛАМОВ^{1,2}, С.Д. ЕСАУЛКОВ^{1,*}

¹ ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет»
16, ул. Чехова, г. Ханты-Мансийск 628011, Россия

² ООО «Газпромнефть-Хантос»
56, ул. Ленина, г. Ханты-Мансийск 628011, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. В работе будет рассмотрен механизм формирования трещин автоГРП на неразрабатываемых пластах техногенного генезиса. Определена оценка влияния непроизводительной целевой закачки в пласты для поддержания пластового давления в связи с формированием трещин автоГРП.

Цель. Обосновать связь в развитии трещин автоГРП техногенного генезиса с технологическими параметрами эксплуатации нагнетательных скважин, геологическими свойствами пластов, тектоно-генетическими особенностями распределения напряжений в нижней части чехла участка исследований (Приобское месторождение).

Материалы и методы. Программы расчета дизайна трещин ГРП: Planar 3D, FracCADE. Аналитические инструменты: график Холла.

Результаты. При анализе осложнений при бурении скважин, связанных с получением anomalно высоких пластовых давлений на транзитных и неразрабатываемых пластах, определена связь anomalно высоких пластовых давлений с явлением техногенного автоГРП. Раскрыт механизм формирования трещин автоГРП. Рассмотрена целесообразность оптимизации действующей системы разработки для достижения проектного коэффициента нефтеотдачи пласта.

Заключение. Предлагается оптимизация действующий системы разработки на опытном участке Приобского месторождения с низкопроницаемыми коллекторами. При успешном подходе система может быть использована для всего месторождения, а также для других месторождений, схожих по геологическому строению.

Ключевые слова: anomalно высокое пластовое давление, гидравлический разрыв пласта, низкая проницаемость, региональный стресс, непроизводительная закачка

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Исламов А.И., Есаулкин С.Д. Механизмы образования явления автоГРП на неразрабатываемых пластах и оценка их влияния на систему разработки месторождений на примере Приобского месторождения. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2024;66(1):79—87. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-1-79-87>

Статья поступила в редакцию 18.05.23

Принята к публикации 12.12.2023

Опубликована 29.04.2024

* Автор, ответственный за переписку

MECHANISM OF SELF-INDUCED HAUDRALIC FRACTURING IN UNDEVELOPED FORMATIONS AND ASSESSMENT OF ITS IMPACT ON FIELD DEVELOPMENT ON THE EXAMPLE OF THE PRIOBSCOYE FIELD

AZAMAT I. ISLAMOV^{1,2}, SERGEY D. ESAULKOV^{1,*}

¹ Ugra State University
16, Chekhov str., Khanty-Mansiysk 628011, Russia

² Gazpromneft-Khantos LLC
56, Lenin str., Khanty-Mansiysk 628011, Russia

ABSTRACT

Background. Reservoir flooding is one of the main methods of oil production in low-permeability fields. At the same time, the natural decrease in the effectiveness of the flooding method leads to an increase in the water injection pressure. One of the side effects is the so-called self-induced crack growth in injection wells, which can be accompanied by a crack breakthrough in the production well operation area. A crack breakthrough, in turn, leads to problems associated with unproductive injection.

Aim. To establish the relationship between the development of self-induced hydraulic cracks of technogenic origin with the technological operation parameters of injection wells, the geological properties of formations, the tectonogenetic features of stress distribution across the lower part of the sedimentary cover of the research site (the Priobskoye field).

Materials and methods. Hydraulic fracturing design calculation programs: Planar 3D, FracCADE. Analytical tools: Hall plot.

Results. The relationship between abnormally high reservoir pressures with the phenomenon of technogenic self-induced hydraulic fracturing is determined based on the obtained complications in drilling boreholes, associated with the production of abnormally high reservoir pressures in transit and undeveloped formations. The formation mechanism of self-induced hydraulic fracturing is established. The feasibility of optimizing the current development system in terms of achieving the design oil recovery coefficient of the reservoir is considered.

Conclusion. Optimization of the existing development system at the pilot site of the Priobskoye field using low-permeable reservoirs is proposed. In the case of its successful application, the approach can be used for the entire field, as well as other fields similar in geological structure.

Keywords: abnormally high reservoir pressure, hydraulic fracturing, low permeability, regional stress, unproductive injection

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Islamov A.I., Esaulkov S.D. Mechanism of self-induced haudralic fracturing in undeveloped formations and assessment of its impact on field development on the example of the Priobskoye field. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2024;66(1):79—87. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2024-66-1-79-87>

Manuscript received 18 May 2023

Accepted 12 December 2024

Published 29 April 2024

* Corresponding author

Основным результатом успешной разработки любого месторождения является его конечный коэффициент нефтеотдачи (КИН). На КИН могут влиять

как геологические свойства коллекторов, так и технологические параметры разработки месторождений. Разработка месторождений со все более

низкой проницаемостью ставит перед инженерами нефтегазовой отрасли нетривиальные задачи. Одна из них — организация эффективной системы разработки в низкопроницаемых коллекторах.

Характеристика объекта исследования

В статье приводится опыт разработки, проблемы, вызовы и решения на Приобском нефтяном месторождении. Рассматриваемое месторождение характеризуется низкой проницаемостью объектов нефтедобычи, более половины запасов сосредоточены в пластах с $k_{пр}$ менее 2мД [6]. Проведение операций по гидроразрыву с использованием технологии массивированного ГРП (гидроразрыва пласта) на скважинах Южной части Приобского месторождения является неотъемлемой частью системы разработки, сложившейся на лицензионном участке.

Разрыв горной породы происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему напряжению [9—12]. Особенности тектонического этапа развития плиты Западной Сибири определили ориентировку главных горизонтальных напряжений Приобского месторождения, на котором минимальный горизонтальный стресс ориентирован субмеридионально, в азимуте 330—340° [4, 5]. Стресс представляет собой протяженные региональные зоны разгрузки с уменьшенными горизонтальными тектоническими напряжениями пород плитного комплекса по отношению к их субширотному простиранию. Данное обстоятельство подтверждается развитием трещин гидроразрыва пласта в скважинах до и после исследований (FMI и DSI соответственно), историей разработки, проведением микросейсмических исследований при ГРП [2, 3, 7, 8, 13] (рис. 1).

Ультранизкие фильтрационные свойства пластов на некоторых участках разработки Приобского месторождения характеризуются значением эффективной проницаемости менее 1 мД. Необходимо отметить, что, несмотря на стимулирование низкопроницаемых пород гидроразрывом пласта, не удастся охватить дренированием желаемую площадь нефтеносности, добиться утвержденного КИН. Площадь разработки локализована в околоскважинном пространстве.

Материалы и методы

Обрисовка встречи зон пласта с высоким пластовым давлением ведется на основании решения ряда аналитических задач: построения карт водонефтяного фактора, кольцевого картирования подхода фронта нагнетаемой воды, карт изобар,

истории бурения, промысловых геофизических исследований (ПГИ) на предмет перетоков, СО-каротаж напротив продуктивных интервалов, не вскрытых перфорацией. Это классические инструменты разработки, с их помощью можно решить задачи по предупреждению потенциальных зон АВПД (аномально высоких пластовых давлений) в заводняемых пластах [1, 3].

Однако прогнозирование АВПД на пластовых системах, не затронутых разработкой действующей системой, является более сложной задачей. Особенности, объединяющие все случаи с получением АВПД на транзитах, можно структурировать следующим образом:

Осложнения были получены на группе АС7—АС9, литологически представляющей собой аргиллитовые породы, частично кавернозные, с переслаиванием алевролитов в подчиненном значении. Ключевой особенностью является получение АВПД напротив алевролитов с карбонатным цементом в поровом пространстве, выделяющихся на каротажных диаграммах как «плотняк» с высокоомными (свыше 100 Ом·м) значениями по методу БК.

Организация системы ППД (поддержания пластового давления) сформирована в крайних, крайне заглинизированных участках продуктивных пород. Эффективная проницаемость,

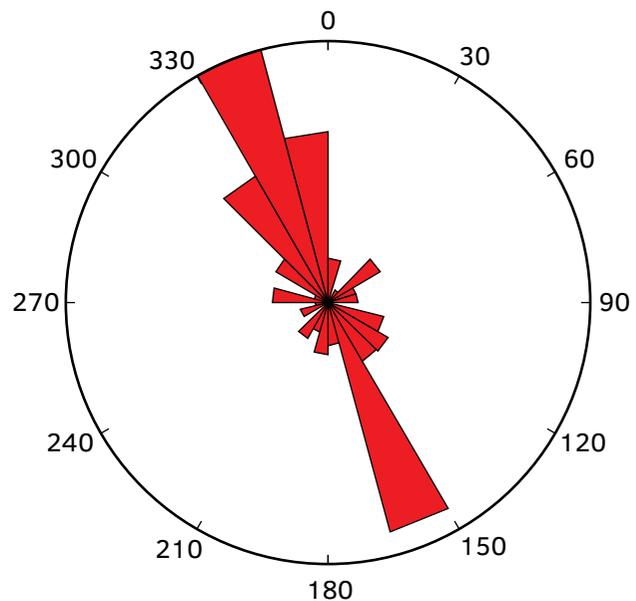


Рис. 1. Азимутальная диаграмма микросейсмического излучения при ГРП. Скважина 29340ГС Приобского месторождения

Fig. 1. Azimuth diagram of microseismic radiation during hydraulic fracturing. Well 29340GS of the Priobsky field

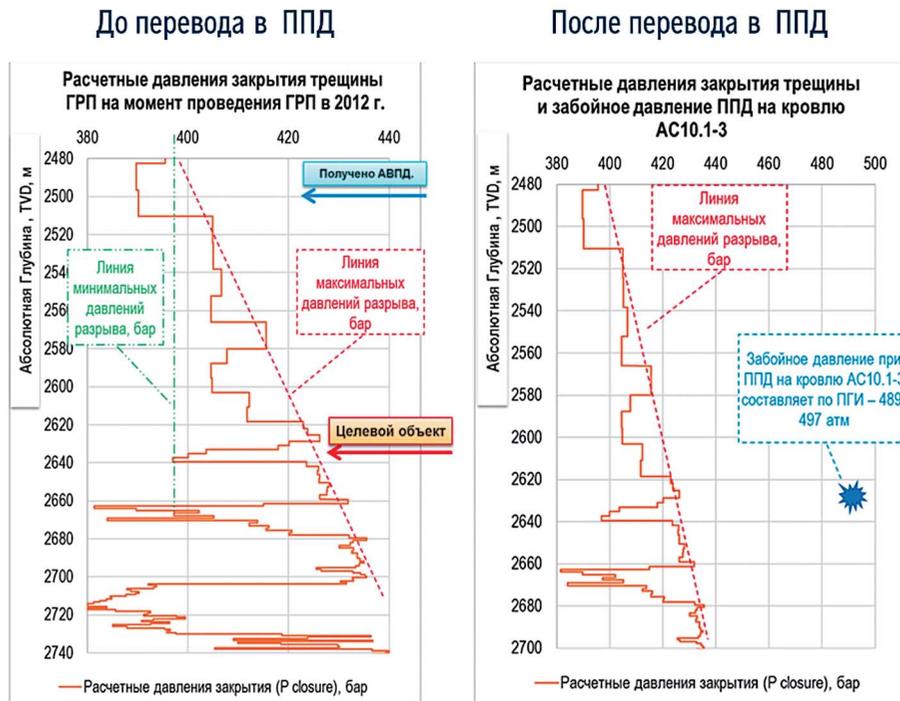


Рис. 3. Полученная геометрия трещины в 3D-симуляторе. Показаны контуры трещины относительно целевого интервала и пропластка, где зафиксировано АВПД

Fig. 3. Obtained fracture geometry in 3D simulator. The contours of the fracture are shown relative to the target interval and the interlayer where the AHP is recorded

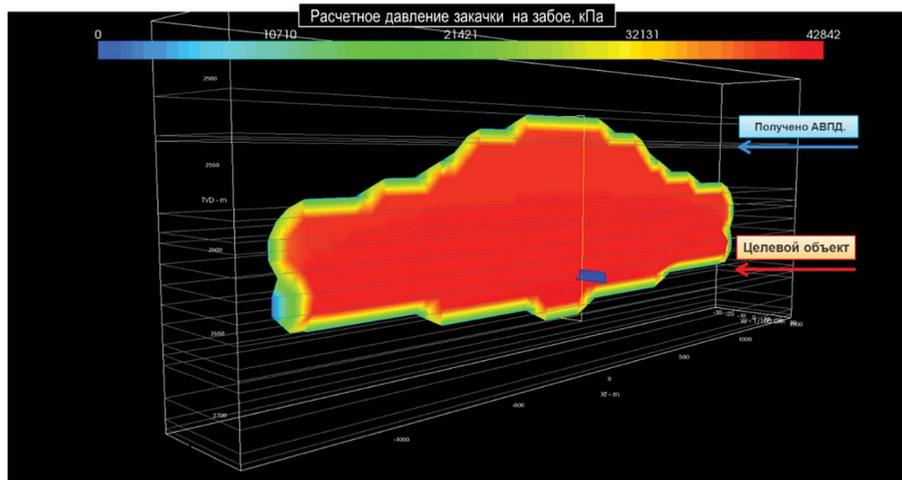


Рис. 4. Оценка давлений закачки в трещине, при которых возможен рост из целевого объекта выше по разрезу

Fig. 4. Estimation of injection pressures in the fracture at which growth from the target upstream is possible

Проблему с митигацией рисков АВПД при бурении нужно рассматривать не только в контексте минимизации геологических осложнений при бурении.

Остается вопрос в части геолого-промыслового контроля и анализа за разработкой эксплуатационных объектов и методов регулирования разработки эксплуатационных объектов.

На текущий момент накопленная компенсация составляет по всем объектам 104%. Однако динамика снижения $R_{пл}$ свидетельствует о дефиците пластовой энергии, что неизбежно отражается на падении добычи жидкости (рис. 5). Индикатором наличия или отсутствия поддержки пластового давления является динамика значений промыслового газового фактора по замерам на скважинах.

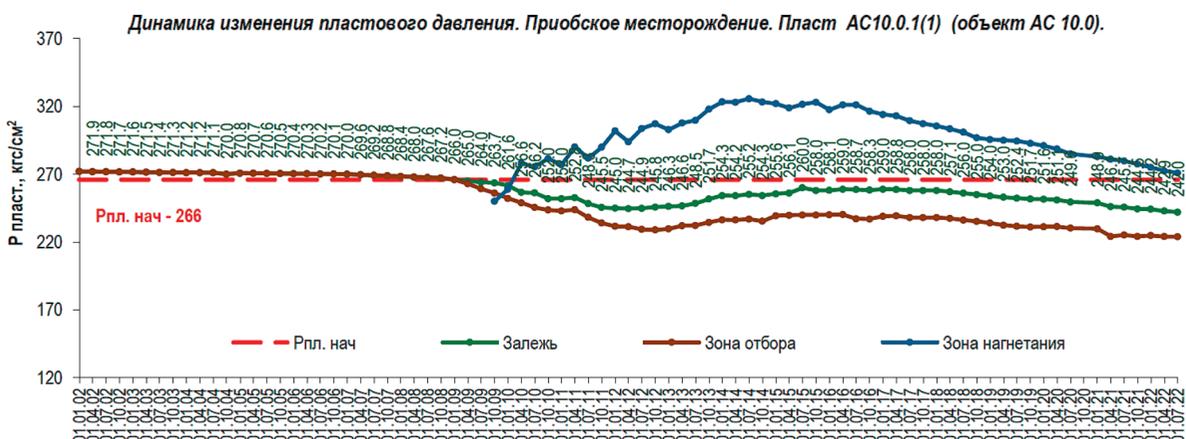


Рис. 5. Динамика изменения пластового давления. Приобское месторождение. Пласт АС10.01(1)
Fig. 5. Dynamics of reservoir pressure changes. Priobskoye deposit. Plast AS10.01(1)

При газосодержании 80 м^3 на момент написания статьи газовый фактор превысил 122 м^3 . Сейчас отмечается, таким образом, режим растворенного газа, ведущий к негативным последствиям: снижению вязкости нефти, снижению фазовых проницаемостей для нефти и уменьшению конечного КИН, что связано с непроизводительной закачкой в транзитные пласты.

Оценить непроизводительную закачку в пласты можно на основании изучения графика Холла (рис. 6).

График Холла — накопленное давление нагнетания от накопленной закачки. Методика является высокоэффективной как для оценки динамики и характера изменения приемистости, так и для оценки эффектов геолого-технических мероприятий (ГТМ)

по изменению приемистости. Был проанализирован участок опытно-промышленных работ (ОПР) и выявлены скважины с непроизводительной закачкой с автоГРП. Конечная цель — рассчитать дефицит объемов закачки и увеличить приемистость скважин для восстановления пластового давления. Ниже, на рисунке 7, произведены результаты построения графика Холла на участке исследований. Многочисленные изломы кривых на скважинах 30757, 30716, 30642 свидетельствуют о формировании нескольких генераций трещин автоГРП. Численно, по отклонению от нормальной кривой стабильной закачки, непроизводительный объем закачиваемой воды оценивается от 28 до 37%.

Заключение

Предлагается оптимизация действующей системы разработки на опытном участке Приобского месторождения с низкопроницаемыми коллекторами. При успешном подходе система может быть использована для всего месторождения, а также других месторождений, схожих по геологическому строению.

Несмотря на целевые уровни компенсации добычи закачкой (накопленная компенсация 104%), текущее пластовое давление ниже начального на 23%. В связи с этим на месторождении фиксируется режим растворенного газа, что приводит к снижению подвижности нефти, недостижению проектного КИН. Проведен расчет уровней нецелевой закачки на опытно-промышленном участке, который составил 35%. Предлагается оптимизации действующей системы ППД для увеличения компенсации (формирование очагового заводнения, перераспределение приемистости), возврату к упругому режиму работы залежей, уменьшению темпов падения добычи.

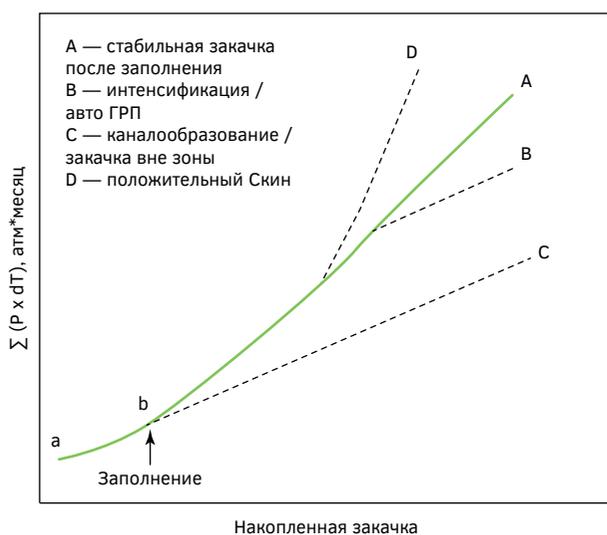


Рис. 6. График Холла
Fig. 6. Hall Plot

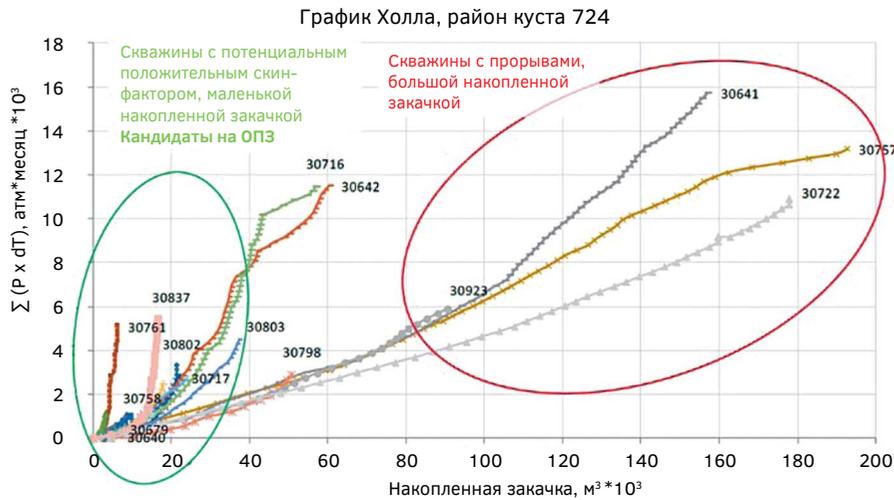


Рис. 7. График Холла, район куста 724

Fig. 7. Hall plot, bush area 724

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров Б.Л. Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах, М.: Недра, 1987. 216 с.
2. Вихман И.А., Колупаев Д.Ю., Чебыкин Н.А., Сердюк А.П., Верещагин С.А., Мавлеткулов У.Р. и др. Высококоростной гибридный ГРП в горизонтальных скважинах Южно-Приобского месторождения // OIL & GAS JOURNAL. 2018. № 10. С. 42—47.
3. Исламов А.И., Верещагин С.А., Колупаев Д.Ю., Фасхутдинов Р.Р. О механизмах возникновения зон с аномально высоким пластовым давлением и методами их прогнозирования в неразрабатываемых пластах на примере Приобского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2018. № 10. С. 54—59. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-10-54-59>
4. Милановский Е.Е. Рифтогенез в истории Земли (Рифтогенез в подвижных поясах). М.: Недра, 1987. 298 с.
5. Милановский Е.Е. Геология России и ближнего зарубежья (Северной Евразии). М.: МГУ, 1996. 448 с.
6. «РН-УфаниПинефть» ООО, Отчет о научно-исследовательской работе «Пересчет запасов нефти и растворенного газа Приобского месторождения». 2008. Т. 1. Реестровый номер: 17138198.
7. Афанасьев И.С., Тимонов А.В., Судеев И.В. и др. Анализ применения горизонтальных скважин с множественным гидроразрывом пласта на Приобском месторождении // Техническая конференция и выставка Общества инженеров-нефтяников — SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production 2012. Москва, 16—18 октября 2012 г. Том 3. Москва: Общество инженеров-нефтяников (SPE), 2012. С. 2041—2055. <https://doi.org/10.2118/162031-ms>. EDN: RGCCZR
8. Бутула К.К., Верещагин С., Малышев В., Сташевский В. Вопросы разработки месторождений и новая секторная схема с горизонтальными скважинами с многоступенчатым ГРП, пробуренными в среднепроницаемом нефтяном пласте при заводнении // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition 2016, Moscow, 24—26 October 2016. Москва: Общество инженеров-нефтяников (SPE), 2016. С. 10—27. <https://doi.org/10.2118/181983-ms>. EDN: YBGIRV.
9. Давлетбаев А., и др. Промысловые исследования спонтанного роста наведенных трещин в нагнетательных скважинах // Техническая конференция SPE по разведке и добыче нефти и газа в России, Москва, 4—16 октября 2014 г. Москва: Общество инженеров-нефтяников (SPE), 2014. С. 12—33. <https://doi.org/10.2118/171232-MS>
10. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. New York: John Wiley & Sons, LTD, 2000. 856 p.
11. Koning E.J.L. Fractured Water Injection Wells — Analytic Modelling of Fracture Propagation // SPE 14684. 1985. P. 1—39.
12. Kuzmina S., Butula K.K., Nikitin A.N. Reservoir Pressure Depletion and Water Flooding Influencing Hydraulic Fracture Orientation in Low-Permeability Oilfields // SPE 20749. 2009. P. 15—35. <https://doi.org/10.2118/120749-MS>
13. Perkins T.K., Gonzales J.A. The Effect of Thermoleastic Stresses on Injection Well Fracturing // Society of Petroleum Engineers Journal. 1985. Vol. 25, Issue 01. P. 78—88. <https://doi.org/10.2118/11332-PA>

REFERENCES

1. Alexandrov B.L. Abnormally high reservoir pressures in oil and gas basins, Moscow: Nedra, 1987. 216 p. (In Russian).
2. Vikhman I.A., Kolupaev D.Yu., Chebykin N.A., Serdyuk A.P., Vereshchagin S.A., Mavletkulov U.R., et al. High-speed hybrid hydraulic fracturing in horizontal wells of the Yuzhno-Priobskoye field // OIL & GAS JOURNAL. 2018. No. 10. P. 42—47 (In Russian).
3. Islamov A.I., Vereshchagin S.A., Kolupaev D.Yu., Faskhutdinov R.R., On the mechanisms of occurrence of zones with abnormally high reservoir pressure and methods of their prediction in undeveloped formations on the example of the Priobskoye field. 2018. No. 10. P. 54—59 (In Russian). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-10-54-59>
4. Milanovsky E E. Rifting in the history of the Earth (Rifting in mobile belts). Moscow: Nedra, 1987. 298 p. (In Russian).
5. Milanovsky E.E. Geology of Russia and the near abroad (Northern Eurasia). Moscow: Moscow State University, 1996. 448 p. (In Russian).
6. RN-UfaNIPIneft LLC, Report on the research work: Recalculation of oil and dissolved gas reserves of the Priobskoye field". 2008. Vol. 1. Registration number: 17138198 (In Russian).
7. Afanasiev I.S., Timonov A.V., Sudeev I.V., et al. Analysis of multiple fractured horizontal wells application at Priobskoye field // Society of Petroleum Engineers — SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012. Moscow, 16—18 October 2012. Vol. 3. Moscow: Society of Petroleum Engineers (SPE), 2012. P. 2041—2055. <https://doi.org/10.2118/162031-ms>. EDN: RGCCZR
8. Butula K.K., Vereshchagin S., Malyshev V., Stashevsky V. Field development issues and newly developed sector pattern with horizontal multistage fractures wells completed in mid-permeability oil reservoir under waterflood // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition 2016, Moscow, 24—26 October 2016. Moscow: Society of Petroleum Engineers (SPE), 2016. P. 10—27. <https://doi.org/10.2118/181983-ms>. EDN: YBGIRV.
9. Davletbaev A., et al. Field Studies of Spontaneous Growth of Induced Fractures in Injection Wells // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference, Moscow, 4—16 October 2014. Moscow: Society of Petroleum Engineers (SPE), 2014. P. 12—33. <https://doi.org/10.2118/171232-MS>
10. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. New York: John Wiley & Sons, LTD, 2000. 856 p.
11. Koning E.J.L Fractured Water Injection Wells — Analytic Modelling of Fracture Propagation // SPE 14684. 1985. P. 1—39.
12. Kuzmina S., Butula K.K., Nikitin A.N. Reservoir Pressure Depletion and Water Flooding Influencing Hydraulic Fracture Orientation in Low-Permeability Oilfields // SPE 20749. 2009. P. 15—35. <https://doi.org/10.2118/120749-MS>
13. Perkins T.K., Gonzales J.A. The Effect of Thermoleastic Stresses on Injection Well Fracturing // Society of Petroleum Engineers Journal. 1985. Vol. 25, Issue 01. P. 78—88. <https://doi.org/10.2118/11332-PA>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Исламов А.И. — разработал концепцию статьи, раскрыл механизм формирования явления автоГРП, участвовал в камеральных сборах статистических данных, участвовал в расчетах моделей развития трещины автоГРП, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Есаулков С.Д. — участвовал в камеральных сборах статистических данных, построении и анализе непроизводительной закачки, подготовил текст статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Azamat I. Islamov — developed the concept of the article, revealed the mechanism of formation of the phenomenon of autogrillation, participated in desk statistical data collection, participated in calculations of models of crack development of autogrillation, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Sergey D. Esaulkov — participated in the in-house collection of statistical data, construction and analysis of unproductive uploads, prepared the text of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Исламов Азамат Ильдарович — начальник отдела — руководитель проекта по поддержке и управлению изменениями бизнес-кейсов опции развития ООО «Газпромнефть-Хантос», доцент ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет». 16, ул. Чехова, г. Ханты-Мансийск 628011, Россия
e-mail: ai.north@mail.ru
тел.: +7 (982) 871-03-33
ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-5494-5304>

Есаулкин Сергей Дмитриевич* — студент ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет». 16, ул. Чехова, г. Ханты-Мансийск 628011, Россия
e-mail: esaulkov_01@mail.ru
тел.: +7 (982) 206-03-18
ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-2466-0122>

Azamat I. Islamov — Head of the Department — Project Manager for Support and Change Management of Business Cases of Development Options of Gazpromneft-Khantos LLC, Associate Professor of Ugra State University. 16, Chekhov str., Khanty-Mansiysk 628011, Russia
e-mail: ai.north@mail.ru
tel.: +7 (982) 871-03-33
ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-5494-5304>

Sergey D. Esaulkov* — Student of Ugra State University. 16, Chekhov str., Khanty-Mansiysk 628011, Russia
e-mail: esaulkov_01@mail.ru
tel.: +7 (982) 206-03-18
ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-2466-0122>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author