

Построение двухмерной гидродинамической модели вышележащих пластов с учетом объемов вертикальных перетоков на нагнетательных скважинах

Тимирбаева Э.И.¹, Головань Е.М.¹, Галеев Д.И.¹, Мамонов Д.М.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия;

²ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

galeevdi@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В работе рассмотрены вопросы осложнений при бурении скважин, преимущественно связанных с повышенным избыточным давлением при прохождении через вышележащие пласты. С целью прогнозирования осложнений построена двухслойная гидродинамическая модель целевого и вышележащего пластов.

На современном этапе развития цифровых технологий двухмерное гидродинамическое моделирование является неотъемлемой частью разработки месторождений в целом. Моделирование геолого-технических мероприятий позволяет увеличить их эффективность на порядок. В частности, прокси-модель позволяет оценить объемы нецелевой закачки, что дает возможность прогнозировать осложнения на вышележащих пластах.

Оценку рисков осложнений при бурении предлагается проводить с использованием карты расчетного давления, полученной с помощью гидродинамической прокси-модели.

Работа по созданию двухслойной гидродинамической прокси-модели включает в себя анализ результатов промыслово-геофизических исследований, фактических случаев осложнений при бурении и интегральное определение объемов неэффективной закачки, построение модели целевого и вышележащего пластов, а также адаптацию этой модели с учетом фактических случаев осложнений и оценочных замеров пластового давления.

Результатом является двухслойная гидродинамическая прокси-модель, которая согласуется с фактическими случаями осложнений и имеет хорошую сходимость с замерами пластового давления (избыточное давление, замеренное устьевым манометром при зарезке бокового ствола, а также в качестве оценки сверху были использованы данные плотности жидкости глушения). Полученная на основе модели карта расчетного давления в вышележащем пласте дает возможность спрогнозировать риски осложнений при бурении, а также определить необходимую плотность бурового раствора, что позволит избежать технических, а также экономических потерь (отмена бурения, простой скважин, дополнительные перфорации, потери в добыче нефти). Также двухслойная гидродинамическая прокси-модель позволяет контролировать энергетическое состояние целевого пласта, что приводит к улучшению адаптации достоверных замеров пластового давления и накопленной добычи нефти.

Данную методику можно применять на нефтяных месторождениях, где наблюдается снижение эффекта от закачки.

Материалы и методы

В ходе данной работы построена двухслойная гидродинамическая модель целевого и вышележащего пластов, которая позволяет прогнозировать риски осложнений при бурении.

Ключевые слова

осложнения при бурении, гидродинамическая модель, прокси-модель, пластовое давление, промыслово-геофизические исследования

Для цитирования

Тимирбаева Э.И., Головань Е.М., Галеев Д.И., Мамонов Д.М. Построение двухмерной гидродинамической модели вышележащих пластов с учетом объемов вертикальных перетоков на нагнетательных скважинах // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 5. С. 31–35.

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-31-35

Поступила в редакцию: 01.08.2024

DRILLING

UDC 622.276 | Original Paper

Construction of a hydrodynamic model of overlying formations, taking into account the volume of vertical overflows on the injection

Timirbaeva E.I.¹, Golovan E.M.¹, Galeev D.I.¹, Mamonov D.M.²

¹“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia,

²“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia (“Rosneft” PJSC Group Company), Tyumen, Russia

galeevdi@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The article considers the issues of complications when drilling wells into overlying formations relative to the target, mainly associated with increased overpressure. In order to predict complications, a two-layer hydrodynamic model of the target and overlying layers was constructed. At the current stage of digital technology development, two-dimensional hydrodynamic modeling is an integral part of field development in general. Modeling of geological and technical measures makes it possible to increase their effectiveness at times. In particular, the proxy model allows us to estimate the volume of non-targeted injection, which makes it possible to predict complications in the overlying layers. It is proposed to assess the risks of complications during drilling using a calculated pressure map obtained using a hydrodynamic proxy model. The work on the creation of a two-layer hydrodynamic proxy model includes the analysis of the results of field and geophysical studies, actual cases of complications during drilling and the integral determination of the volumes of inefficient injection, the construction of a model of the target and overlying formations, as well as the adaptation of this model taking into account the actual cases of complications and estimated measurements of reservoir pressure. The result is a two-layer hydrodynamic proxy model that is consistent with the actual cases of complications and has good convergence with reservoir pressure measurements (overpressure measured by a wellhead pressure gauge when cutting a side trunk, as well as data from the damming fluid density were used as an upper estimate). The calculated pressure map in the overlying reservoir obtained on the basis of the model makes it possible to predict the risks of complications during drilling, as well as to determine the necessary density of drilling slurries, which will help avoid technical as well as economic losses (cancellation of drilling, downtime of wells, additional perforation, losses in oil production). Also, the two-layer hydrodynamic proxy model allows you to control the energy state of the target reservoir, which leads to improved adaptation of reliable measurements of reservoir pressure and accumulated oil production. This technique can be used in oil fields where there is a decrease in the effect of injection.

Materials and methods

In the course of this work, a two-layer hydrodynamic model of the target and overlying formations was built, which allows predicting the risks of complications during drilling.

Keywords

drilling complications, hydrodynamic model, proxy model, reservoir pressure, geophysical research in well

For citation

Timirbaeva E.I., Golovan E. M., Galeev D.I., Mamonov D.M. Construction of a hydrodynamic model of overlying formations, taking into account the volume of vertical overflows on the injection wells. Exposition Oil Gas, 2024, issue 5, P. 31–35. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-5-31-35

Received: 01.08.2024

Введение

Моделирование пласта — это мощный метод для управления пластом, который позволяет инженеру понять геологическое строение пласта и предсказать его поведение при различных сценариях разработки. Прогнозирование поведения пласта можно использовать для решения проблем, связанных с планированием, эксплуатацией и диагностикой на всех стадиях разработки месторождения [1].

Моделирование пласта дает возможность инженерам-нефтяникам получить текущее состояние пласта, который содержит углеводороды, и спрогнозировать его поведение при различных условиях эксплуатации. Это связано с необходимостью оценить и свести к минимуму риски по выбранному проекту добычи углеводородов [2].

В настоящее время разработка нефтяных месторождений осуществляется преимущественно с поддержанием пластового давления (ППД) путем закачки воды, поэтому одной из актуальных проблем является отсутствие эффекта от закачки. Уход нагнетаемой воды в вышележащие пласты главным образом возникает вследствие роста трещин автоГРП в высоту, также причиной неэффективной закачки могут являться нарушения конструкции нагнетательных скважин [3].

Перетоки воды в вышележащие пласты приводят к снижению эффективности системы ППД, а также возникновению рисков осложнений при бурении [4, 5]. В 2022 году доля выявленных осложнений при зарезке боковых стволов (ЗБС) на двух основных объектах рассматриваемого месторождения составила около 40 % от общего числа ЗБС.

Результаты промыслово-геофизических исследований (ПГИ) дают только качественную оценку наличия вертикальных перетоков в скважинах нагнетательного фонда, при этом остается проблема количественного определения этих объемов [6]. Ограничение проведения исследований по определению

пластового давления (express Pressure Test — XPT) в низкопроницаемых коллекторах заключается в получении большого количества «сухих» замеров (отсутствие притока). Отсюда возникает проблема количественного определения этих объемов, а также прогнозирования величин пластового давления в вышележащих пластах с целью определения рисков осложнений при бурении.

Многие современные проблемы в разработке месторождений решаются посредством цифрового моделирования. Существует множество инструментов для моделирования в виде различных программных продуктов, однако, как правило, все они предлагают сложное трехмерное моделирование, которое требует специфических знаний и больших временных затрат. Более простым и удобным вариантом моделирования является двухмерное прокси-моделирование в информационной системе «РН-КИН».

Прокси-модель (она же двухмерная гидродинамическая модель) — упрощенная однослойная гидродинамическая модель с автоматическим подбором коэффициентов уравнения пьезопроводности по данным технологических режимов работы скважин [7].

Расчет модели производится на основе уравнений, описывающих фильтрацию жидкости, а именно на основе закона сохранения массы и закона Дарси.

Прокси-моделирование позволяет решать множество задач, таких как оценка объемов неэффективной закачки путем адаптации модели с опорой на результаты ПГИ нагнетательных скважин, гидродинамических исследований (ГДИС) и определение пластового давления с целью прогнозирования рисков осложнений при бурении [8].

При этом оперативность расчетов и простота использования прокси-модели в целом позволяет производить расчеты в рамках планирования стратегии разработки на крупнейших нефтяных объектах, которые в силу

своего размера и большого количества скважин не охарактеризованы полномасштабными трехмерными гидродинамическими моделями.

Построение прокси-модели

На рассматриваемом в статье объекте разработки в эксплуатации находятся несколько тысяч скважин. По этой причине объект на данный момент охарактеризован только двухмерной гидродинамической прокси-моделью, которая позволяет решать задачи планирования ЗБС, мероприятий на фонде ППД и множество других, но этого недостаточно для прогнозирования риска осложнений при бурении в силу большого объема непроизводительной закачки, которая уходит в вышележащие пласты и увеличивает в них пластовое давление. Для решения данной задачи принято решение о построении аналогичной прокси-модели, которая будет описывать гидродинамические процессы именно в вышележащих водонасыщенных пропластках с учетом перетоков нагнетаемой воды и позволит прогнозировать в них пластовое давление и качественнее подходить к определению необходимой плотности бурового раствора при бурении, что снизит риски возникновения осложнений.

Работа по построению гидродинамической прокси-модели вышележащих пластов с учетом объемов вертикальных перетоков на нагнетательном фонде была разделена на два этапа. Первый этап включал сбор данных и анализ результатов ПГИ, анализ фактических случаев осложнений при бурении за предыдущие годы, а также определение объемов неэффективной закачки. Второй этап работ — непосредственное построение полномасштабной двухслойной прокси-модели целевого и вышележащего пласта рассматриваемого месторождения. Для построения модели использовались начальные карты насыщенности, толщин, пористости

и проницаемости. Далее проводилась адаптация модели на данные ПГИ, фактических случаев осложнений и оценочных замеров пластового давления.

На момент анализа фонд нагнетательных скважин составлял более 940 скважин. С начала разработки на месторождении было проведено свыше семи тысяч промыслово-геофизических исследований.

Проведенные ПГИ охватили 95 % фонда нагнетательных скважин. Большая часть этих исследований дает качественное определение наличия вертикальных перетоков, поэтому определить, какой процент закачиваемой в нагнетательную скважину воды уходит в вышележащие пласты по результатам этих исследований не представляется возможным. Основные замеры, используемые при интерпретации, — разновременные замеры термометрии (ТМ), косвенные признаки перетоков также выделяются по гидродинамической расходомерии (РГД), скважинному термоиндикатору притока (СТИ), гамма-каротажу (ГК) и радиогеохимическому эффекту (РГЭ). Перетоки проявляются немонотонным температурным полем выше либо ниже целевого перфорированного интервала и точкой перегиба градиента в пласте-источнике перетока.

РГД для оценки объема перетока не используется, а указывает лишь на косвенные признаки его наличия — кровельный либо подошвенный профиль ухода (т. е. интенсивная работа кровли или подошвы).

После анализа результатов исследований происходил выбор вышележащего пласта для построения двухслойной прокси-модели. Для этого были проанализированы фактические случаи осложнений при бурении (рис. 1), а также результаты исследования вышележащих пластов при подготовительных работах к зарезке боковых стволов. Пласт Y, залегающий между пластами X и Z, не был выбран в качестве вышележащего для построения модели в силу того, что этот пласт представлен преимущественно глинистыми отложениями и развитием коллекторов в западной части месторождения с незначительной площадью пересечения с целевым пластом Z по вертикали. Анализ показал, что осложнения при бурении ожидаются на вышележащем пласте X.

Также был проведен анализ исследований роста трещин автоГРП в высоту, который показал, что трещины могут распространяться до вышележащих пластов (рис. 2). Уход воды в вышележащий пласт Y по этим трещинам был учтен при построении модели. Для выявления рисков прорыва трещины

в вышележащие пласты проводилось моделирование в модуле «Высота трещины автоГРП», реализованном в программном продукте «РН-СИГМА».

Для проведения расчета задается информация о толщине и перфорации эксплуатируемого объекта, пластовом давлении, распределении минимального горизонтального напряжения и текущем забойном давлении работающей нагнетательной скважины. В результате моделирования определяется высота трещины автоГРП при заданном забойном давлении. Также строится зависимость высоты распространения трещины автоГРП от забойного давления для выбора оптимального давления в нагнетательных скважинах с целью ограничения роста трещины в высоту [9].

Далее была построена прокси-модель и проведена ее адаптация с учетом фактических случаев осложнений при бурении. Так, полученная модель показала хорошую сходимость с фактическими замерами пластового давления (пласт X): качественная адаптация на замеры ГДИС и избыточное давление (замеренное устьевым манометром при зарезке бокового ствола), а также в качестве оценки сверху были использованы данные плотности жидкости глушения [10]. Большая часть вертикальных перетоков связана с ростом трещины автоГРП вверх. Соответствие расчетного давления по модели с замерами избыточного давления (Ризб) — 100 %; с замерами статического уровня (Нст), манометра (Рпл), кривой падения давления (КПД) — 100 %, по данным глушения — 85 % (рис. 3).

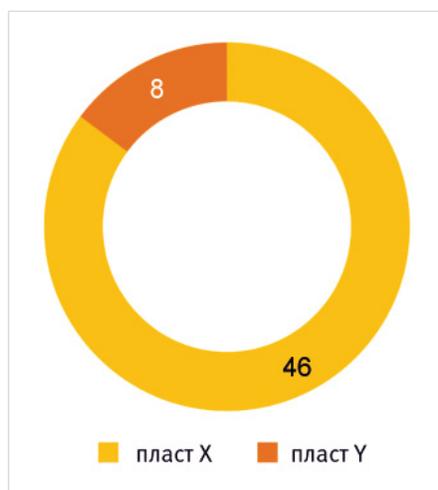


Рис. 1. Фактические случаи осложнений при бурении
Fig. 1. Actual cases of drilling complications

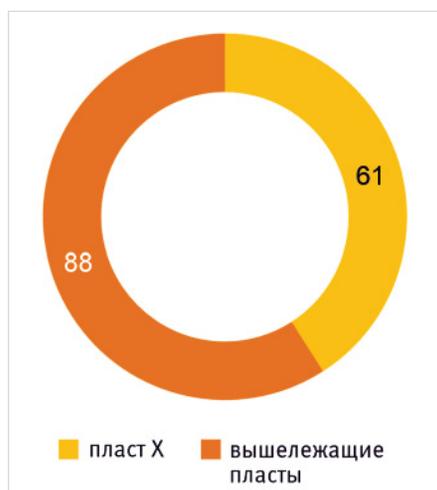


Рис. 2. Результаты исследования роста трещин автоГРП в высоту
Fig. 2. Results of a study of autofrac fracture growth in height

Апробация подхода к минимизации рисков осложнений при бурении

В течение года на месторождении было проведено 56 операций по зарезке боковых стволов. Перед проведением ЗБС проводилось исследование пластов, которое опиралось на данные ГДИС (исследования целевого пласта и расчет роста трещины автоГРП в высоту), ПГИ (наличие нарушений конструкции скважин) и результаты прокси-моделирования (определение неэффективной закачки), и далее выдавались рекомендации по минимизации рисков осложнений при бурении. На основе этих рекомендаций выбирались скважины для снижения пластового давления и подбирались необходимая плотность бурового раствора.

На рисунке 4 приведен фрагмент карты пластового давления вышележащего пласта X,

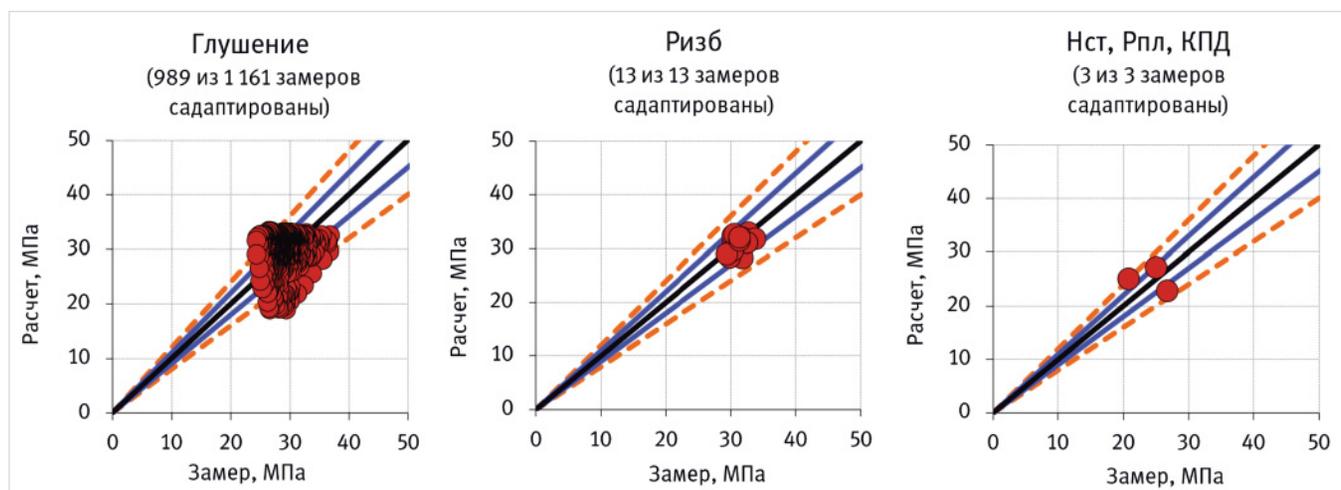


Рис. 3. Сходимость расчетного давления по модели с данными глушения, Ризб, результатами ГДИС
Fig. 3. Convergence of the calculated pressure according to the model with damming data, overpressure, well test results

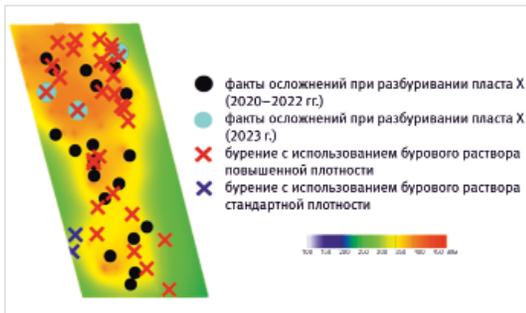


Рис. 4. Результаты использования прокси-модели вышележащего пласта с целью прогнозирования рисков осложнений при бурении
Fig. 4. Results of using a proxy model of the overlying formation to predict drilling complication risks



Рис. 5. Динамика случаев осложнений при ЗБС за 2020–2023 гг.
Fig. 5. Dynamics of cases of complications during side tracking for 2020–2023

на котором отображены фактические случаи осложнений при ЗБС за текущий и предыдущие годы, а также все скважины, при бурении которых использовались буровые растворы повышенной плотности. Рекомендации по повышению плотности бурового раствора выдавались на основе данных карты пластового давления. По итогам бурения за текущий год соответствие расчетного высокого пластового давления (более 33 МПа, бурение с использованием бурового раствора повышенной плотности) по отношению к фактическому давлению составило 89 %.

Динамика случаев осложнений при зарезке боковых стволов за 2020–2023 годы приведена на рисунке 5.

Из рисунка 5 видно, что при использовании прокси-модели вышележащих водонасыщенных пластов для прогнозирования зон с высоким давлением в них и расчета плотности бурового раствора для случаев осложнений при зарезке боковых стволов снизилась с 40 % до 7 % за счет использования бурового раствора повышенной плотности. Это свидетельствует об эффективности разработанного подхода к минимизации рисков при бурении.

Итоги

- Построена гидродинамическая прокси-модель целевого и вышележащих пластов, которая позволяет прогнозировать случаи осложнений при бурении.
- Модель показала хорошую сходимость с фактическими замерами пластового давления: качественная адаптация на замеры ГДИС и избыточное давление.
- Прокси-моделирование позволяет решать множество задач, таких как оценка объемов неэффективной закачки путем адаптации модели с опорой на результаты ПГИ

нагнетательных скважин, ГДИС и определение пластового давления.

Выводы

- Построение гидродинамической прокси-модели вышележащих пластов представляет собой эффективный инструмент для прогнозирования случаев осложнений при бурении.
- Подобные решения позволяют не только определять осложнения, но и проводить мероприятия, направленные на снижение рисков при бурении, путем корректировки плотности раствора бурения, перфорации материнских стволов для снижения избыточного давления при ЗБС.
- Гидродинамическая прокси-модель может быть адаптирована для решения различных задач, включая выявление осложнений при бурении, определение объемов вертикальных перетоков и проведение мероприятий для снижения пластового давления в вышележащем пласте.

Литература

1. Баранов В.Е., Куреленков С.Х., Шевелева Л.В. Прикладное моделирование пласта: учебное пособие. Томск: Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2008. 103 с.
2. Математическое моделирование пластовых систем: методические указания. Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», 2012. 211 с.
3. Шуть К.Ф., Храбров В.А. О методах определения тампонирующей способности цементных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. № 3.

С. 28–33.

4. Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И. Исследование и прогноз аномально высокого пластового давления на Приразломном нефтяном месторождении // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2016. № 1. С. 20–24.
5. Славин В.И., Брук Л.М. Основные гипотезы происхождения АВПД и их классификация // Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД. Ленинград: ВНИГРИ, 1987. 145 с.
6. Князев В.К. Использование данных промысловых геофизических исследований для определения эффективности закачки // Международный форум молодых исследователей. Петрозаводск: Новая Наука, 2022. С. 438–442.
7. Иващенко Д.С., Бобренева Ю.О., Давлетбаев А.Я., Сергейчев А.Я., Щутский Г.А. Комплексирование результатов гидродинамических исследований и геомеханико-гидродинамического моделирования для прогнозирования зон аномально высокого пластового давления // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 66–70.
8. Мальцев В.В., Асмандияров Р.Н., Байков В.А. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 70–73.
9. Загоровский Ю.А. Упрощенный способ оценки аномально высокого пластового давления средствами сейсморазведки // Нефть и газ. 2013. № 5. С. 17–21.

ENGLISH

Results

- A hydrodynamic proxy model of the target and overlying formations has been constructed, which makes it possible to predict cases of complications during drilling.
- The model showed good convergence with the actual measurements of reservoir pressure: high-quality adaptation to measurements of GDIS and overpressure.
- Proxy modeling allows you to solve many problems, such as estimating the volume of inefficient injection by adapting the model based on the results of injection wells, GDIS and determination of reservoir pressure.

Conclusions

- The construction of a hydrodynamic proxy model of overlying formations is an effective tool for predicting cases of complications during drilling.
- Such solutions make it possible not only to identify complications, but also to carry out measures aimed at reducing risks during drilling by adjusting the density of the drilling solution, perforation of the parent trunks to reduce overpressure in case of VBS.
- The hydrodynamic proxy model can be adapted to solve various tasks, including identifying drilling complications, determining the volume of vertical flows and taking measures to reduce reservoir pressure in the overlying formation.

References

1. Baranov V.E., Kurelenkov S.H., Sheveleva L.V. Applied reservoir modeling: a textbook. Tomsk: TPU Center for Training and Retraining of Oil and Gas specialists, 2008, 103 p. (In Russ).
2. Mathematical modeling of reservoir systems: methodological guidelines. Tyumen branch of "SurgutNIPIneft", "Surgutneftegaz" OJSC, 2012, 211 p. (In Russ).
3. Shut K.F., Khrabrov V.A. Methods for determining the tamping cement mortars plugging capability, 2021, issue 3, P. 28–33. (In Russ).
4. Trofimchuk A.S., Khabibullin G.I. The research and prediction of abnormally high reservoir pressure at prirazlomnoye oil field. Bulletin of OOO "NK "Rosneft" JSC, 2016, issue 1, P. 20–24. (In Russ).
5. Slavin V.I., Brook L.M. The main hypotheses of the ARP and their classification. Study of the geological section and forecasting of AVPD. Leningrad: VNIGRI, 1987, 145 p. (In Russ).
6. Knyazev V.K. The use of field production logging to identification the efficiency of injection. International forum of young researchers. Petrozavodsk: New Science, 2022, P. 438–442. (In Russ).
7. Ivaschenko D.S., Bobreneva Yu.O., Gimranov I.R., Davletbaev A.Ya., Sergeychev A.V., Shchutsky G.A. Forecasting risks of overpressured zones by combining well tests, geomechanical and reservoir simulation. Oil industry, 2019, issue 6, P. 66–70. (In Russ).
8. Maltsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baykov V.A. Investigation of the development of autoGRP cracks at the experimental site of the Priobskoye field with a linear development system // Oil industry, 2012, issue 6, P. 70–73. (In Russ).
9. Zagorovsky Yu.A. A Simplified method of evaluation of abnormally high reservoir pressure by seismic exploration means. Oil and gas studies, 2013, issue 5, P. 17–21. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Тимирбаева Эвелина Ильдаровна, старший специалист, ООО «РН-БашНИПинефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Головань Екатерина Михайловна, старший техник, ООО «РН-БашНИПинефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Галеев Динис Ирекович, главный специалист, ООО «РН-БашНИПинефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: galeevdi@bnipi.rosneft.ru

Мамонов Дмитрий Михайлович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

Timirbaeva Evelina Ildarovna, senior specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Golovan Ekaterina Mikhailovna, senior technician, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Galeev Dinis Irekovich, chief specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: galeevdi@bnipi.rosneft.ru

Mamonov Dmitry Mikhailovich, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia ("Rosneft" PJSC Group Company), Tyumen, Russia



09–13 СЕНТЯБРЯ 2024, г. ВЛАДИВОСТОК

«Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли»

07–11 ОКТЯБРЯ 2024, г. ТЮМЕНЬ, отель «DOUBLE TREE BY HILTON TYUMEN», конференц-зал «Diamond», конференц-зал «Golden»

«Кадровый ресурс – потенциал повышения эффективности и безопасности компании. Оценка квалификаций и развитие персонала»

+7 3452 520-958

бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**