

Геолого-технологические вызовы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов

А.В. Язьков¹, С.В. Колбиков^{1*}, Н.А. Шадчнев¹, О.В. Любимова¹, П.Г. Ибадуллаев²

¹ПАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

²ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

В статье представлены результаты освоения трудноизвлекаемых запасов газоконденсатных залежей в низкопроницаемых ачимовских и юрских пластах со значительным аномально высоким пластовым давлением. Выделены основные геолого-технологические и экономические факторы, осложняющие освоение этих запасов. Приведены характерные примеры геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств ачимовских и юрских пластов, обуславливающие низкую продуктивность скважин. Показана эволюция усложнения конструкций эксплуатационных скважин. Проанализировано влияние экономических факторов на рентабельность разработки и на коэффициенты газо- и конденсатоотдачи таких залежей.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, газоконденсатные залежи, ачимовские, юрские отложения, аномально высокое пластовое давление, гидроразрыв пласта

Для цитирования: Язьков А.В., Колбиков С.В., Шадчнев Н.А., Любимова О.В., Ибадуллаев П.Г. (2024). Геолого-технологические вызовы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов. *Георесурсы*, 26(3), с. 7–12. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.1>

С конца 70-х годов прошлого века Западная Сибирь стала основной ресурсной базой для добычи нефти, а Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) – по добыче газа. С 1990 года 90% добычи газа по РФ приходится на ЯНАО. Более 40 лет добычи газа в ЯНАО приходилось на уникальные по запасам сеноманские залежи. На сегодня выработаны наиболее экономически рентабельные запасы сеноманского газа. На Медвежьем месторождении этот показатель составляет 97%, на Уренгойском – 89%, Ямбургском – 78%, Заполярном – 72%. В целом по ЯНАО выработанность запасов сеноманского газа на разрабатываемых месторождениях составляет 81%. Геологический потенциал открытия уникальных и крупных (300 и более млрд м³) месторождений на суше ЯНАО исчерпан. По мере истощения сеноманских залежей подключались запасы нижнемеловых залежей, характеризующиеся кратно меньшими запасами по сравнению с сеноманом, более сложным геологическим строением и средними фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Освоение нижнемеловых залежей позволило поддерживать темп добычи газа последние годы, но с 2027 года уже не обеспечит поддержание постоянного уровня добычи газа в ЯНАО.

Согласно Государственному балансу полезных ископаемых, начальные геологические запасы ЯНАО по состоянию на 2023 год составляют порядка 27 трлн м³ газа. Из них более 20 трлн м³ приходилось на меловые залежи Надым-Пургазовского региона, более 35% которых уже добыто.

Основой ресурсной базы не только для поддержания, но и для наращивания объемов добычи газа являются ачимовские и юрские залежи Ямала и Гыдана, начальные запасы которых составляют более 2,2 трлн м³, а ресурсы исчисляются десятками триллионов (Брехунцов и др., 2023). Ввод этих запасов и ресурсов потребует значительных инвестиций, связанных не только с суровым климатом, отсутствием дорог, портов, ограниченным периодом навигации, большими расстояниями, сложностью логистики. Особенностью ачимовских и юрских залежей являются крайне низкая проницаемость, аномально высокое пластовое давление, сложные обстановки осадконакопления.

Ниже представлены основные факторы геолого-технологических и экономических рисков.

В области геологии:

- Высокая расчлененность и макронеоднородность продуктивных пластов, связанные с прибрежными и глубоководными обстановками осадконакопления. Низкие коллекторские свойства на грани «коллектор»–«неколлектор» обуславливают высокую водонасыщенность продуктивных пластов.

- Экстремально низкий коэффициент проницаемости 0,01–1 мД приводит к низкой продуктивности скважин и высоким темпам падения добычи. Для обеспечения рентабельных дебитов скважин и накопленной добычи углеводородного сырья (УВС) приходится использовать дорогостоящие конструкции эксплуатационных скважин с высокотехнологическими типами заканчивания, с горизонтальными стволами до 2000 м, муфтами гидроразрыва пласта (ГРП), пакерами для проведения многостадийных, больше-объемных ГРП с массой проппанта до 300 т на каждую стадию.

- Значения аномально высокого пластового давления (АВПД) выше 1,5 увеличивают количество обсадных колонн скважин, что удорожает стоимость скважин.

* Ответственный автор: Сергей Валентинович Колбиков
e-mail: Kolbikov@novatek.ru

© 2024 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

В области разработки:

- Низкие значения гидропроводности пластов обуславливают малые значения дренируемых объемов, что требует стимуляции призабойных зон и переход на сетки скважин с высокой плотностью.

- Высокое содержание конденсата (200–1000 г/м³) при низких ФЕС обуславливает потери в пласте до 75%. Интенсивное выпадение конденсата в призабойных зонах пласта (ПЗП) увеличивает скин-фактор, снижая фазовую проницаемость, усугубляя и без того высокие темпы падения добычи.

- Для обеспечения промышленных объемов добычи газа и конденсата необходимо применять сложные и дорогостоящие методы заканчивания скважин, требующие значительных капиталовложений: бурение горизонтальных секций длиной до 2000 м с увеличением количества стадий ГРП до 20, использования технологий увеличения эффективности ГРП.

В области бурения:

- Высокая температура (100–150 С°) и АВПД (450–800 кгс/см²), обуславливающие повышенные технические и технологические требования к конструкции скважин;

- Использование бурового раствора высокой плотности (1,55–2,15) с большим количеством нерастворимого утяжелителя;

- Узкий гидравлический коридор безопасного «окна» бурения;

- Высокие требования к буровому оборудованию (верхнему приводу, буровым насосам, противовыбросовому оборудованию);

- Большой коэффициент запаса по конструкции скважины (обсадные колонны более высокой группы прочности).

В области технологии:

- Существенная часть запасов осложнена наличием массивной переходной зоны, что предполагает необходимость использования технологий и оборудования для предотвращения и борьбы с осложнениями в виде гидратообразования в скважинах и объектах системы сбора и транспорта углеводородов, обводнения продукции и самозадавливания скважин.

- Содержащийся в пластовом газе CO_2 при взаимодействии с водой вызывает повышенный коррозионный износ лифтовых колонн и порождает необходимость применения дорогостоящих насосно-компрессорных труб с высоким содержанием хрома.

Рассмотрим приведенные факторы на конкретных примерах. Ачимовские газоконденсатные залежи Уренгойского региона приурочены к сложнопостроенным глубоководным конусам выноса (рис. 1), что обусловило их высокую макронеоднородность по вертикали и по площади.

Отсутствие гидродинамической связанности отдельных конусов выноса и ряда лопастей в них подтверждено различными начальными флюидальными контактами в выделенных блоках и различным флюидальным составом (в том числе начальным потенциальным содержанием C_{5+}). На рисунке 2 выделены границы блоков, определенные по результатам эксплуатационного бурения и до-разведки геологического строения пилотными стволами с расширенным комплексом геофизических исследований

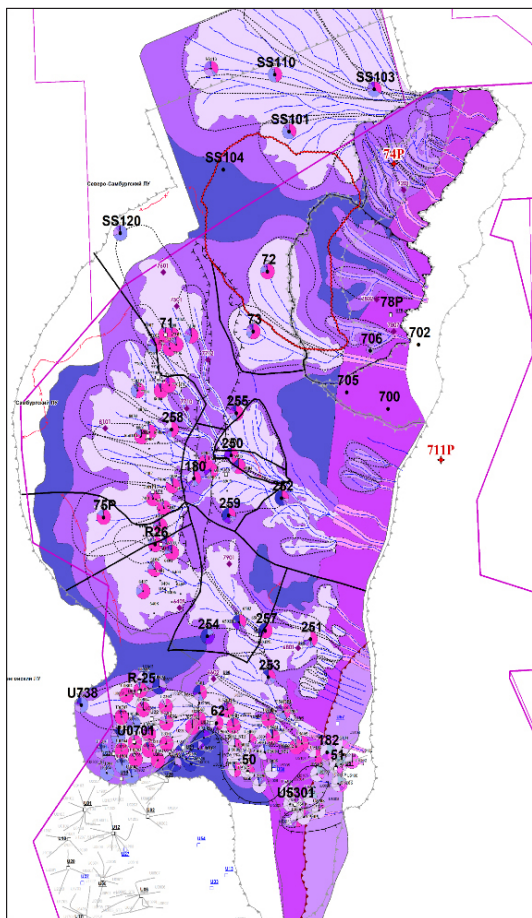


Рис. 1. Фациальная схема ачимовских пластов

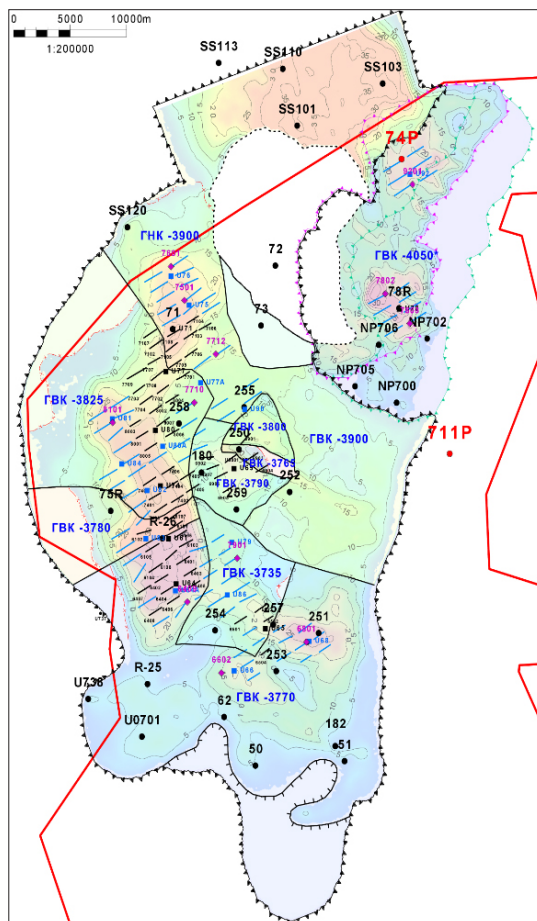


Рис.2. Границы блоков и флюидальных контактов

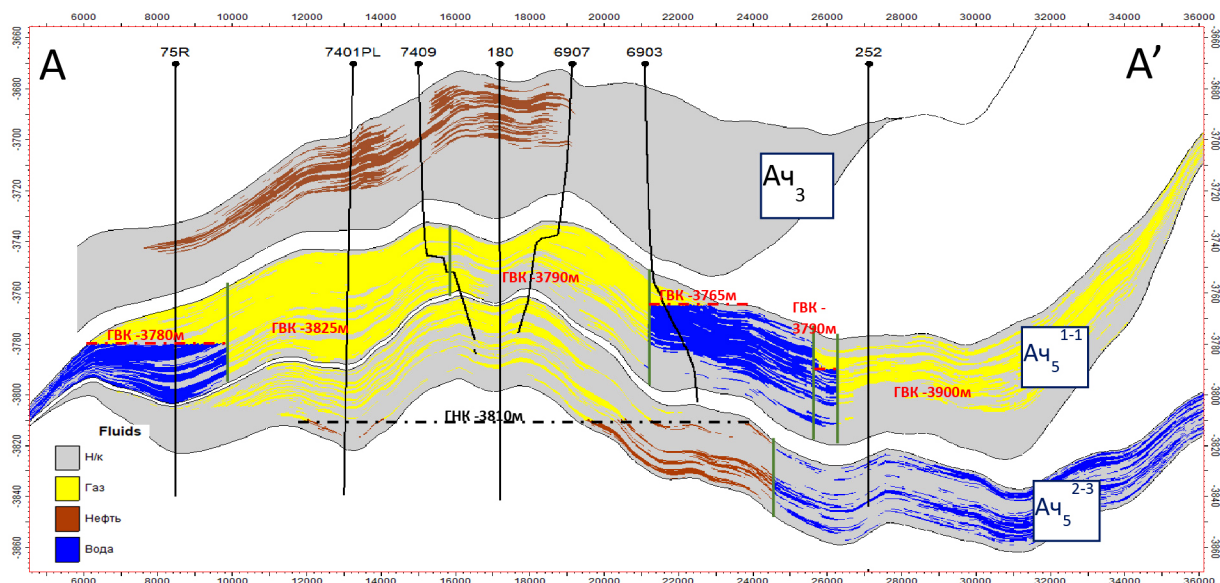


Рис. 3. Высокая неоднородность по разрезу флюидонасыщения и распространения коллекторов

скважин (ГИС), а также с испытаниями методами гидродинамического каротажа и опробования пластов на кабеле в открытом стволе. Границы перенесены на схему фациального строения (рис. 1), а контакты – на геологический разрез (рис. 3), подтверждающий их обоснованность.

Создание детальной геологической модели требует большого объема геологоразведочных работ, при этом остаются существенные риски не подтверждения модели на этапе эксплуатационного бурения. Для ачимовских продуктивных пластов сложность строения обусловлена делением на отдельные конуса выноса с различными отметками межфлюидных контактов и фазовым состоянием залежей. Отдельные лопасти, в свою очередь, представлены серией песчаных линз, которые также могут образовывать изолированные тела.

Второй группой факторов риска являются низкие ФЕС ачимовских и юрских пластов. Как уже отмечалось ранее, низкая проницаемость пластов подтверждается данными керновых исследований (рис. 4), ГИС и гидродинамических исследований скважин (ГДИС) (рис. 5). Как видно из рис. 4, значения коэффициента проницаемости практически всех образцов керна из юрских пластов лежат

в диапазоне 0,001–1,0 мД. Медианное значение коэффициента абсолютной проницаемости по керну составляет менее 0,1 мД. Для термобарических условий пласта эти значения еще ниже.

Газодинамические исследования скважин ачимовских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) подтверждают крайне низкие значения проницаемости: по результатам анализа данных кривой восстановления пластового давления (КВД) фазовая проницаемость ачимовских пластов составляет 0,011 мД. В процессе эксплуатации скважин и снижения пластового давления снижаются как абсолютная, так и фазовая проницаемости пласта вследствие сжимаемости порового пространства и выпадения конденсата преимущественно в призабойных зонах пласта.

Низкие ФЕС обуславливают высокие темпы снижения продуктивности скважин. Дебит скважин по газу снижается в первый год эксплуатации до 60%, темп снижения устьевых и забойных давлений при этом составляет 90 бар/мес (рис. 6). Другими словами, газоконденсатные скважины в коллекторах с проницаемостью менее 1 мД демонстрируют сопоставимые темпы снижения продуктивности с нефтяными скважинами в низкопроницаемых коллекторах (с $K_{пр} < 2$ мД).

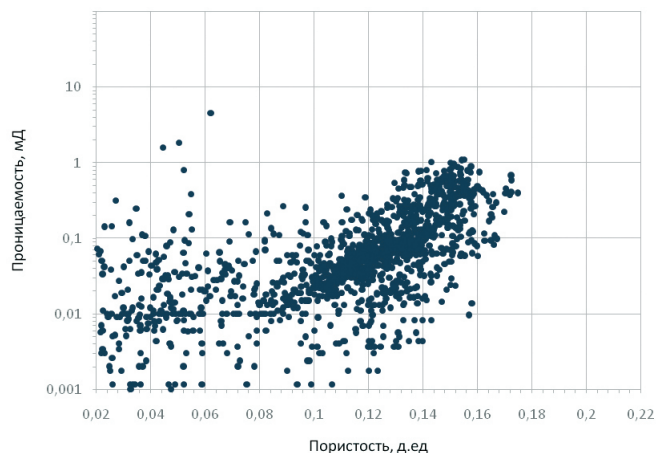


Рис. 4. Зависимость коэффициента проницаемости от пористости для керна ачимовских пластов Уренгойского месторождения

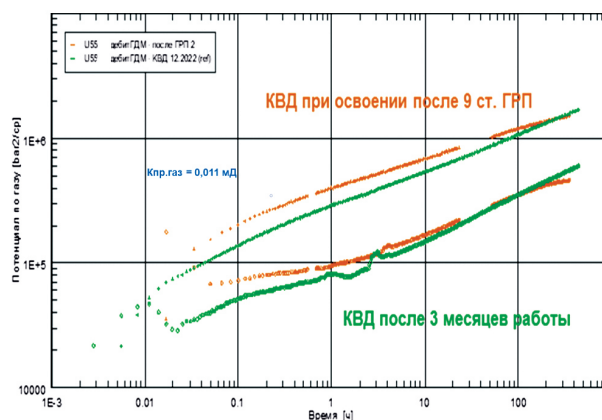


Рис. 5. Результаты КВД эксплуатационной скважины на ачимовские залежи Уренгойского НГКМ

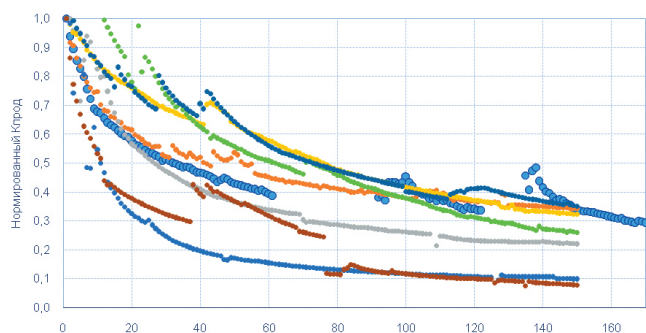


Рис. 6. Нормированный коэффициент продуктивности ачимовских скважин Уренгойского НГКМ

При высоком потенциальном содержании конденсата (PC_{5+}) проявляется эффект конденсатной банки, усугубляя снижение продуктивности, что приводит к более высоким потерям конденсата в пласте.

Поиск рентабельных вариантов разработки низкопроницаемых коллекторов требует поиска и развития новых технологий. Если в 2011 году при проектировании разработки ачимовских залежей Уренгойского месторождения закладывались только наклонно-направленные скважины с одной стадией ГРП небольшого объема на максимальные толщины и высокие ФЕС (более 50 м и проницаемостью более 1–5 мД), то спустя 12 лет осуществлен технический и технологический переход на бурение горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка до 1800 м и проведением до 20 стадий многостадийного ГРП с объемом проппанта до 300 т на стадию (рис. 7). Это позволило вовлекать в разработку запасы газоконденсата с толщинами до 15 м и проницаемостью менее 1 мД.

На рис. 8 проиллюстрирован пример обоснования вовлечения рентабельных толщин для различных ФЕС пласта в зависимости от плотности сетки скважин (длины ГС). Оптимизация конструкций заканчиваний эксплуатационных скважин проводилась на адаптированных постоянно действующих геолого-технологических моделях, настроенных в том числе на историю эксплуатации фактически пробуренных горизонтальных скважин (ГС) с различным количеством стадий ГРП и их объемом. Результаты оптимизации свидетельствуют, что максимальный чистый дисконтированный доход (ЧДД) характерен для скважин, вскрывающих пласты с наибольшими газонасыщенными толщинами и лучшими коллекторскими свойствами. Уменьшение газонасыщенных толщин до 15–20 м и снижение проницаемости до 0,3–0,7 мД, характерных для юрских пластов, приводит к нерентабельности бурения таких скважин. Учет затрат на строительство промысловой инфраструктуры сдвигает границу безубыточного бурения в зону более высоких толщин и ФЕС.

Увеличение длин горизонтальных стволов, количества стадий и объема ГРП позволило вовлекать в разработку удаленные зоны пласта и тем самым увеличивать прогнозные коэффициенты газо- и конденсатоотдачи низкопроницаемых пластов (рис. 9).

Для повышения достоверности получаемой геолого-промысловой информации на базе ООО «НОВАТЭК НТЦ» развиваются новые направления обработки и интерпретации сейсмических данных, сейсмо-фациального моделирования, геомеханики, обработки и интерпретации гидродинамических и газоконденсатных исследований, построения детальных геолого-гидродинамических моделей изучаемых объектов. В 2022 году введен

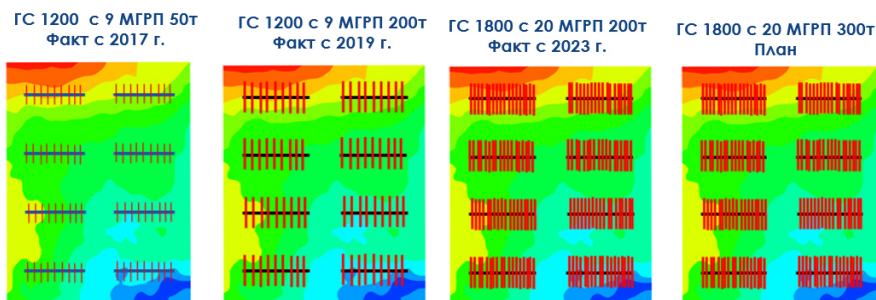


Рис. 7. Усложнение заканчивания ГС. ОПП по подбору жидкостей и технологий ГРП



Рис. 8. Зависимость ЧДД от плотности сетки скважин (длины ГС) и ФЕС пласта

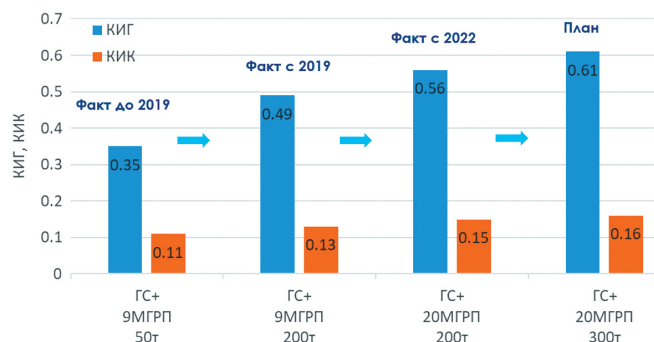


Рис. 9. Увеличение коэффициентов извлечения трудноизвлекаемых запасов

в эксплуатацию лабораторно-исследовательский центр с уникальным набором оборудования для изучения кернового материала, пластовых жидкостей и газов (рис. 10), включая новые методы исследований многофазных потоков в условиях низкопроницаемых коллекторов, изучения ФЕС и потоковые эксперименты в термобарических условиях при высоких температурах и АВПД.

Бурение глубоких скважин на ачимовские и юрские пласты с АВПД со сложным закачиванием, многостадийным ГРП и последующим освоением с использованием бурения гибкими насосно-компрессорными трубами в условиях Крайнего Севера приводит к существенному удорожанию буровых работ, ГРП и освоения скважин. Строительство дорог, промысла, сетей сбора и подготовки продукции, компрессорных станций в условиях доставки только в летний период навигации – не менее затратный процесс. Высокие риски внедрения новых технологий освоения залежей УВС в низкопроницаемых пластах в условиях Крайнего Севера связаны не только с высокими капитальными и эксплуатационными затратами, но и с высокими налогами, которые в совокупности с затратной частью ставят эксплуатационное бурение на толщины менее 15–20 м на грань нерентабельного при снижении проницаемости менее 1 мД (рис. 11). Как видно из рис. 11, величина налогов сопоставима с величиной капитальных затрат на стоимость бурения, ГРП и освоения скважин и варьируется от 90 до 123% от нее. В связи с этим, создание специальных налоговых режимов



Рис. 10. Комплекс лабораторных исследований керна и пластовых флюидов на базе лабораторно-исследовательского центра в ООО «НОВАТЭК НТЦ»

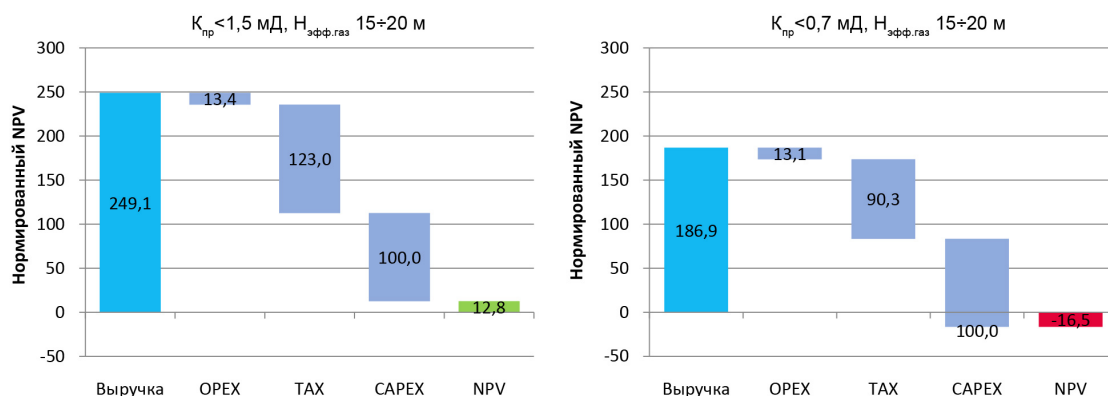


Рис. 11. Структура ЧДД (NPV), нормированного на стоимость бурения и заканчивания скважины

для газоконденсатных залежей в низкопроницаемых ачимовских и юрских пластах с высоким АВПД позволит существенно ускорить освоение значительных ресурсов газа для поддержания высоких уровней добычи в РФ.

Выводы

Уникальные запасы и ресурсы газоконденсата ачимовских и юрских залежей севера ЯНАО, которые характеризуются сверхнизкими значениями проницаемости (менее 1 мД) и АВПД (60–80 МПа) с коэффициентами аномальности 1,5–2,1, на сегодня являются основной ресурсной базой для поддержания высоких уровней добычи УВС в ближайшие 20–30 лет.

Для вовлечения их в промышленную разработку компаниям требуется освоить технологии горизонтального бурения в условиях АВПД до 2,2, проведения эффективных МГРП с оптимизированными составами жидкостей ГРП для сохранения высокой проводимости трещины и минимизации повреждения ФЕС продуктивного пласта.

За последние 10 лет ПАО «НОВАТЭК» приобрел опыт разработки низкопроницаемых коллекторов и обладает необходимыми технологиями для их успешного освоения. В ближайшие 16 лет доля добычи трудноизвлекаемого газа в балансе ПАО «НОВАТЭК» составит около 60%, что стимулирует компанию к развитию новых технологий для повышения рентабельности их освоения.

Литература

Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Грамматчикова Е.Г. (2023). Состояние и анализ развития ресурсной базы углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и шельфа Карского моря. *Георесурсы*, 25(1), с. 15–23. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.2>

Сведения об авторах

А.В. Язков – директор департамента разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2

С.В. Колбиков – начальник управления прогнозирования и проектирования разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2
e-mail: Kolbikov@novatek.ru

Н.А. Шадчнев – начальник управления геологического мониторинга разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2

О.В. Любимова – начальник отдела департамента разработки месторождений, ПАО «НОВАТЭК»

Россия, 119313, Москва, Ленинский проспект, д. 90/2

П.Г. Ибадуллаев – старший эксперт департамента геологии и разработки, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д. 7

Статья поступила в редакцию 16.07.2024;

Принята к публикации 30.07.2024; Опубликовано 30.09.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geological and Technological Challenges and Experience in Developing Hard-to-Recover Reserves

A.V. Yazkov¹, S.V. Kolbikov^{1}, N.A. Shadchnev¹, O.V. Luybimova¹, P.G. Ibadullaev²*

¹NOVATEK, Moscow, Russian Federation

²NOVATEK NTC, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Sergey V. Kolbikov, e-mail: Kolbikov@novatek.ru

Abstract. The article considers the results of development of hard-to-recover reserves of gas condensate deposits in low-permeability Achimov and Jurassic formations with significant abnormally high reservoir pressure. The main geological, technological and economic factors complicating the development of these reserves are identified. Typical examples of the geological structure, filtration and capacity properties of Achimov and Jurassic formations that determine low well productivity are given. The evolution of the complexity of production well designs is shown. The influence of economic factors on the profitability of development and on the gas and condensate recovery factors of such deposits are analyzed.

Keywords: hard-to-recover reserves, gas condensate deposits, Achimov, Jurassic deposits, abnormally high reservoir pressure, hydraulic fracturing

Recommended citation: Yazkov A., Kolbikov S., Shadchnev N., Luybimova O., Ibadullaev P. (2024). Geological and Technological Challenges and Experience in Developing Hard-to-Recover Reserves. *Georesursy = Georesources*, 26(3), pp. 7–12. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.3.1>

Manuscript received 16 July 2024;

Accepted 30 July 2024;

Published 30 September 2024

References

Brekhuntsov A.M., Nesterov I.I., Grammatichikova E.G. (2023). Status and development prospects of the hydrocarbon resource base of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug and the Kara Sea shelf. *Georesursy = Georesources*, 25(1), pp. 15–23. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.2>

About the Authors

A.V. Yazkov – Director of Field Development Department, NOVATEK

90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation

S.V. Kolbikov – Head of Field Development Forecasting and Design Department, NOVATEK

90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation

e-mail: Kolbikov@novatek.ru

N.A. Shadchnev – Head of Field Development Geological Monitoring Department, NOVATEK

90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation

O.V. Luybimova – Head of Division, Field Development Department, NOVATEK

90/2, Leninsky ave., Moscow, 119415, Russian Federation

P.G. Ibadullaev – Senior Expert, Department of Geology and Development, NOVATEK NTC

7, Pozharnykh i spasateley st., Tyumen, 625031, Russian Federation