

Адаптация технологии строительства многоствольных скважин по уровню TAML-1 на Новопортовском месторождении для отдельного учета добычи по каждому пласту

Самигуллин Л.Р.¹, Алексеев А.В.², Зимогляд М.Б.², Наговицын В.М.², Васечкин Д.А.³, Быдзан А.Ю.³, Большаков В.В.³, Дробот А.В.³

¹ООО «Газпромнефть-Ямал», Тюмень, Россия, ²ООО «Газпромнефть-Заполярье», Тюмень, Россия, ³ООО «ГеоСплит», Москва, Россия
a.bydzan@geosplit.ru

Аннотация

Ключевые особенности Новопортовского месторождения — комплексное геологическое строение и наличие остаточных запасов углеводородов. Проблема осложняется значительными запасами нефти, находящимися под массивными газовыми шапками. Достижение экономической рентабельности в таких геологических условиях предопределяет применение новых технологий. В статье рассмотрен опыт строительства многоствольной скважины по новой схеме заканчивания уровня TAML-1 с использованием свойств непроницаемой кровли одного из пластов и технологии динамического маркерного мониторинга для отдельного учета добычи по каждому объекту разработки.

Материалы и методы

Материалы: электронная база данных технической библиотеки с описанием Новопортовского месторождения, его геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Методы: графическое изображение динамики работы стволов скважины, описание результатов лабораторного анализа серий образцов единичных проб скважинной продукции.

Ключевые слова

многоствольные скважины, технологии строительства скважин, TAML, динамический маркерный мониторинг, профиль притока, отдельный учет добычи

Для цитирования

Самигуллин Л.Р., Алексеев А.В., Зимогляд М.Б., Наговицын В.М., Васечкин Д.А., Быдзан А.Ю., Большаков В.В., Дробот А.В. Адаптация технологии строительства многоствольных скважин по уровню TAML-1 на Новопортовском месторождении для отдельного учета добычи по каждому пласту // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. **–**. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-**-**

Поступила в редакцию: 26.01.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.24.085.2 | Original Paper

Adapting the technology for the construction of TAML-1 level multilateral wells at the Novoportovskoye field for separate production accounting for each reservoir

Samigullin L.R.¹, Alekseev A.V.², Zimoglyad M.B.², Nagovitsyn M.V.², Vasechkin D.A.³, Bydzan A.Yu.³, Bolshakov V.V.³, Drobot A.V.³

¹“Gazpromneft-Yamal” LLC, Tyumen, Russia, ²“Gazpromneft-Zapolyarye” LLC, Tyumen, Russia, ³“GeoSplit” LLC, Moscow, Russia
a.bydzan@geosplit.ru

Abstract

The Novoportovskoye field is characterised by a mainly complex geological structure and the presence of remaining reserves. The situation is further aggravated by significant oil reserves occurring right under massive gas caps. To make HC recovery profitable in such geological settings, new technologies are required. This paper provides an insight into the case of creating a multilateral well based on a new TAML-1 level completion solution utilising the properties of the impermeable top of one bed and the dynamic quantum PLT to measure production from each formation separately in accordance with existing regulations.

Materials and methods

Materials: electronic data base of technical library with depictions of the Novoportovskoye field, its geological structure and filtration-and-volume characteristics of producing formations. Methods: graphical representations of wellbore performance dynamics, laboratory analysis of formation fluid sample sets description.

Keywords

multilateral wells, well construction technologies, TAML, dynamic marker-based monitoring, inflow profile, separate production accounting

For citation

Samigullin L.R., Alekseev A.V., Zimoglyad M.B., Nagovitsyn M.V., Vasechkin D.A., Bydzan A.Yu., Bolshakov V.V., Drobot A.V. Adapting the technology for the construction of taml-1 level multilateral wells at the Novoportovskoye field for separate production accounting for each reservoir // Exposition Oil Gas, 2022, issue 1, P. **–**. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-**-**

Received: 26.01.2022

Введение

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение — крупнейшее на полуострове Ямал за пределами северного полярного круга. Значительные запасы нефти и газа были доказаны еще в 1964 году, но отсутствие транспортной инфраструктуры и сложное геологическое строение долгое время не позволяли начать полномасштабную разработку [1].

В ходе разведки месторождения большинство скважин, пробуренных в первые три года, оказались водяными или не затрагивающими продуктивные пласты. Скважины, пробуренные в своде структуры, вскрыли продуктивные пласты на наиболее высоких гипсометрических отметках и при испытании дали притоки газа с высоким содержанием конденсата. Эти результаты дали повод считать Новопортовское месторождение газоконденсатным. Слабые признаки нефти, полученные при испытании некоторых скважин, позволили предположить наличие нефтяных оторочек.

Промышленно значимые запасы нефти, газа и конденсата сосредоточены в терригенных отложениях нижнего мела и в юрских пластах на глубине от -1 850 до -2 020 м.

Пласты в основном представлены морскими, дельтовыми песчаниками с переслаиванием глин и плотных карбонатизированных пропластков с проницаемостью от 1 до 30 мД. В верхнеюрских породах встречаются также угольные отложения континентального происхождения.

Восточная часть месторождения осложнена многочисленными тектоническими нарушениями, приводящими к высокоамплитудным смещениям пластов от нескольких до десятков метров. Все продуктивные пласты в купольной части представлены газовой шапкой с промышленно значимыми запасами природного газа (рис. 1).

Основными объектами разработки нефтяной оторочки на старте проекта являлись продуктивные пласты с высокой проницаемостью 25–100 мД и с мощностью пласта до 35 м. Однако основная часть запасов месторождения сосредоточена в верхнеюрских отложениях пластов мощностью до 25 м с высокой изменчивостью геологического разреза, расчлененностью коллекторов и проницаемостью не более 5 мД, а также в мало мощных нижнемеловых пластах мощностью до 5 м и проницаемостью 10–15 мД.

Разработка таких комплексных объектов требует новых подходов в бурении, освоении и разработке месторождения, поскольку тиражируемые решения нерентабельны в силу высокой стоимости технологий бурения, которые не окупаются добычей нефти и газа в современных экономических реалиях.

Традиционная конструкция скважин Новопортовского месторождения предполагает бурение скважин многоколонной конструкции со спуском эксплуатационной колонны в кровлю целевого продуктивного пласта и длиной горизонтального участка от 1 000 до 2 000 м.

Особенности конструкции скважин

Помимо строительства скважин традиционной конструкции накоплен существенный опыт бурения многозабойных скважин для увеличения зоны дренирования. На конец 2021 года завершено 75 МЗС уровня TAML-1 с наличием от двух до пяти обсаженных стволов в каждой скважине, при этом их стволы располагаются в рамках одного продуктивного пласта [3].

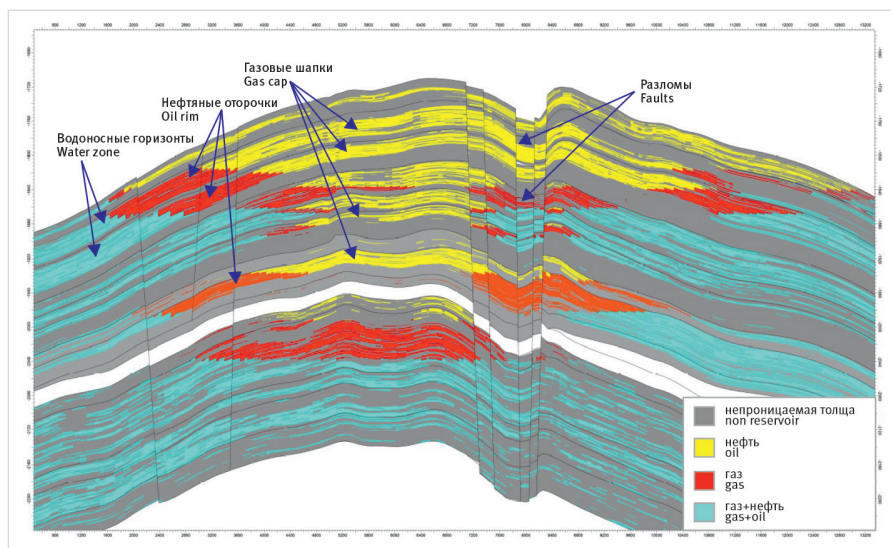


Рис. 1. Разрез поперек купольной структуры Новопортовского месторождения
Fig. 1. Cross-section of the dome structure of the Novoportovskoye field

Учитывая неоднородность разреза и относительно высокие затраты на бурение скважин, вовлечение в работу малодебитных участков разных пластов путем строительства отдельных скважин для их разработки нерентабельно. Перед кросс-функциональной командой недропользователя стояла задача повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) и поиска максимально эффективного решения с точки зрения капитальных затрат. После анализа существующих технологий в области строительства многоствольных скважин было сформировано заключение о нецелесообразности применения технологий уровня TAML 2–5 по причине их стоимости и поставлена задача: разработать собственное решение [2]. В итоге была разработана концептуальная схема заканчивания многоствольных скважин, использующих характеристики горной породы в интервале кровли пласта и комплекс набухающих пакеров для создания изолированного узла разветвления (рис. 2).

При таком подходе первым этапом осуществляется посадка башмака эксплуатационной колонны в непроницаемый пропласток между двумя целевыми продуктивными пластами. Затем производится бурение первого ствола на верхний пласт с его последующим креплением фильтровым хвостовиком.

Конструкция хвостовика предусматривает наличие глухих труб, набухающего пакера и внутренней кассеты с маркерными лентами. «Голова» хвостовика представлена переводником с лево-правой резьбой, что обеспечивает надежность отделения от транспортной колонны при низких затратах.

Зарезка нового ствола в нижний пласт осуществляется компоновкой низа бурильной колонны (КНБК) для последующего бурения без привлечения дополнительного оборудования методом наработки желоба. По достижении проектного забоя производится подъем КНБК и крепление ствола хвостовиком. Хвостовик представлен (снизу вверх) башмаком, фильтровыми трубами в интервале коллектора, глухими трубами в зоне перехода в непроницаемый пропласток, оснащенными внутренней кассетой с маркерными лентами. Интервал точки разветвления изолирован набухающими пакерами и представлен одиночной перфорированной трубой и глухими трубами со стандартной подвеской хвостовика в эксплуатационной колонне. Данная конструкция обеспечивает возможность управления притоком из каждого ствола отдельно (путем штуцирования и/или изоляции того или иного ствола).

В случае, когда скважина вскрывает более одного пласта, требуется проводить раздельный

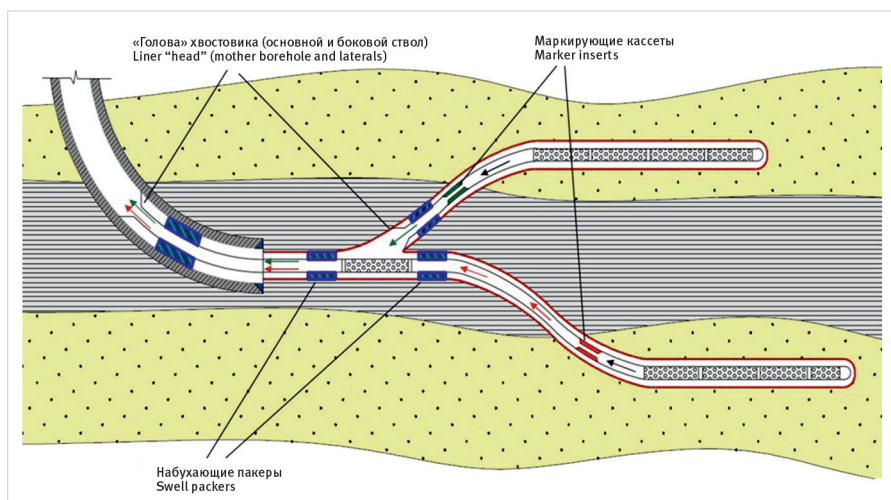


Рис. 2. Концептуальная схема заканчивания скважины по технологии TAML-1
Fig. 2. Conceptual TAML-1 well completion design

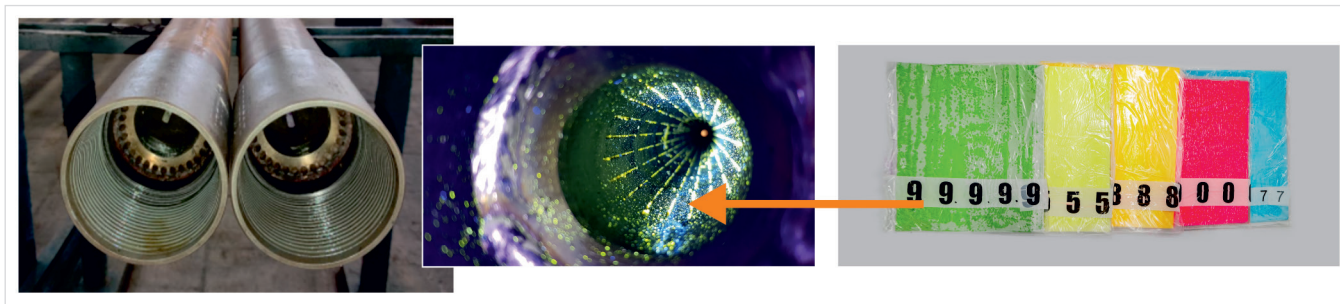


Рис. 3. Внутрискважинные кассеты с маркерными лентами
Fig. 3. Downhole quantum marker inserts with marker tapes

учет добычи по каждому объекту разработки в соответствии с законодательством. Для этих целей была выбрана технология динамического маркерного мониторинга, которая в отличие от традиционных методов промыслово-геофизических исследований не имеет ограничений при данной конструкции скважин.

Технология маркерных исследований скважин без проведения внутрискважинных операций

Технология маркерных исследований скважин основана на применении высокоточных индикаторов притока пластового флюида — квантовых маркеров-репортеров [4]. Композиционные материалы с маркерами интегрируются в специальные внутрискважинные кассеты, устанавливаемые в компоновку нижнего заканчивания многозабойной скважины (рис. 3). Маркированный материал представляет собой пластиковый композит — маркерные ленты, которые высвобождают индикаторы в пластовый флюид с устойчивой концентрацией и длительностью. Комбинация разных типов маркерных лент, олеофильных и гидрофильных, обеспечивает высвобождение маркеров исключительно в целевую фазу пластового флюида — соответственно,

в нефть и в воду. Для оценки работы каждого из стволов многозабойной скважины предусматривается индивидуальный код маркеров. После завершения полевой операции по спуску хвостовиков с внутрискважинными маркерными кассетами в ходе дальнейшей эксплуатации скважины проводят исследования притока путем отбора проб пластовой жидкости с устья скважины и их анализа с применением аппаратно-программного комплекса методов проточной цитометрии. Данный метод основан на исследовании сред в режиме поштучного анализа элементов дисперсной фазы по сигналам светорассеяния и позволяет с высокой точностью определить количественное распределение маркеров на нефть и на воду каждого кода. Срок жизни маркеров составляет десятки лет, а свойства материала и количество содержащихся в нем маркеров позволяют проводить мониторинг профилей притока в течение длительного срока — не менее 5 лет.

Данные динамического маркерного мониторинга добывающей скважины в совокупности с анализом истории работы объекта исследования и скважин ближайшего окружения позволяют разработать рекомендации по оптимизации процесса разработки сложных объектов.

Динамика профиля притока за годовой период мониторинга

Работы по динамическому маркерному мониторингу профиля и состава притока в двухствольной скважине Новопортовского месторождения проводились с декабря 2020 г. по октябрь 2021 г. Горизонтальные стволы

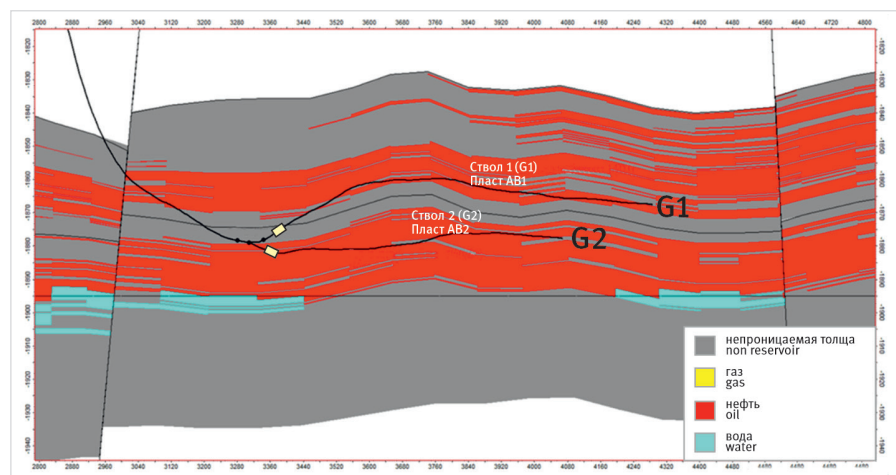


Рис. 4. Разрез исследуемой горизонтальной скважины по кубу насыщения
Fig. 4. The subject horizontal well profile according to the saturation cube

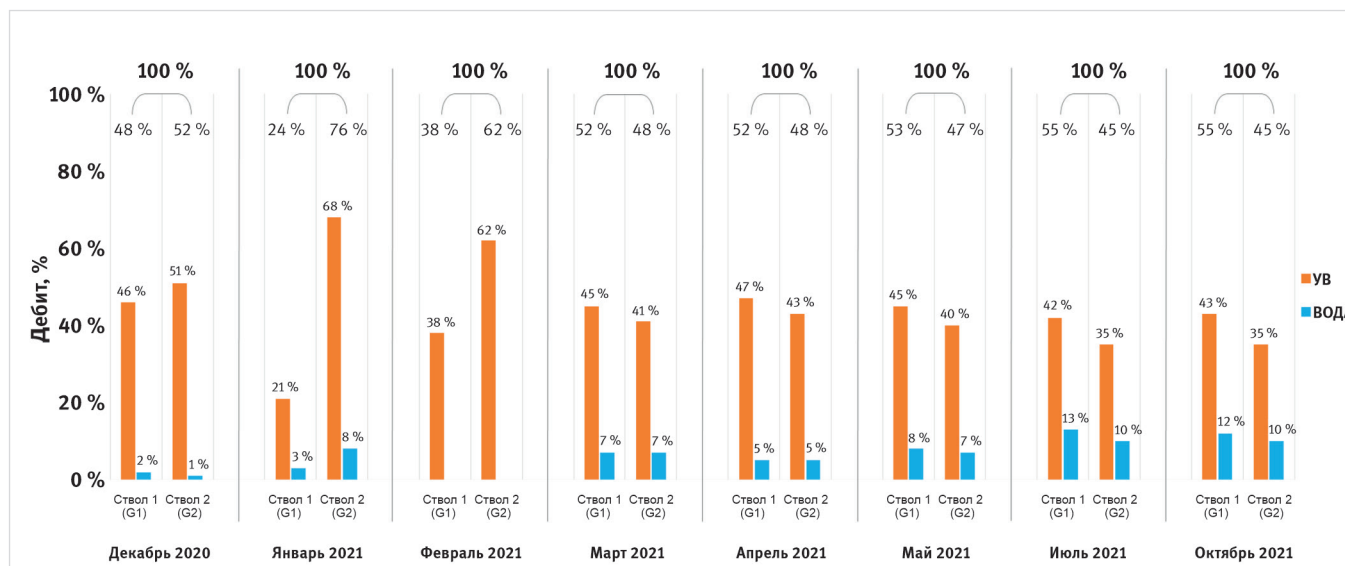


Рис. 5. Динамика работы стволов скважины № XXX1
Fig. 5. Performance dynamics of well № XXX1 laterals



Рис. 6. Динамика работы стволов скважины в абсолютных значениях
Fig. 6. Lateral performance dynamics in absolute values

объекта исследования вскрывают тектонически экранированную ловушку, ограниченную двумя разломами, формирующими структуру в виде ступенчатого сброса (рис. 4). Целевые пласты разделены непроницаемыми пропластками преимущественно глинистого состава, что позволяет разделить добычу по каждому стволу. Поскольку траектория нижнего горизонтального ствола проходит вблизи водонефтяного контакта, существуют риски роста обводненности скважины в процессе эксплуатации.

За весь период мониторинга проведено 8 исследований, по результатам которых получено распределение работы стволов скважины за каждый период (рис. 5).

По данным маркерного мониторинга и проведенного анализа геологических

особенностей участка и имеющихся на нем объектов формализованы следующие наблюдения. В первые три месяца мониторинга отмечается неравномерная работа стволов с преимущественным вкладом 2 горизонтального ствола, что связано с неустановившимся режимом фильтрации флюида по объектам разработки. Начиная со следующего квартала прослеживается относительно равномерная выработка пластов с незначительным преобладанием вклада 1 горизонтального ствола, а также постепенное увеличение обводненности пластовой продукции в процессе эксплуатации скважины.

Площадь расположения исследуемой маркированной скважины № XXX1 включает множественные разломы. С востока от объекта исследования расположен

водонефтяной контакт — возможная система проводящих трещин могла способствовать образованию процесса фильтрации воды при снижении пластового давления в восточной части рассматриваемого участка, в том числе в области дренирования маркированной скважины.

При переходе от относительных величин (процентного распределения работы стволов) к абсолютным отметкам (кубическим метрам в сутки) видна тенденция к снижению энергетического состояния объектов разработки в процессе эксплуатации скважины (рис. 6).

По динамике работы в абсолютных значениях отмечается значительное расхождение в работе стволов скважины в первые месяцы эксплуатации: резкое падение дебита жидкости в январе 2021 года (проседание)

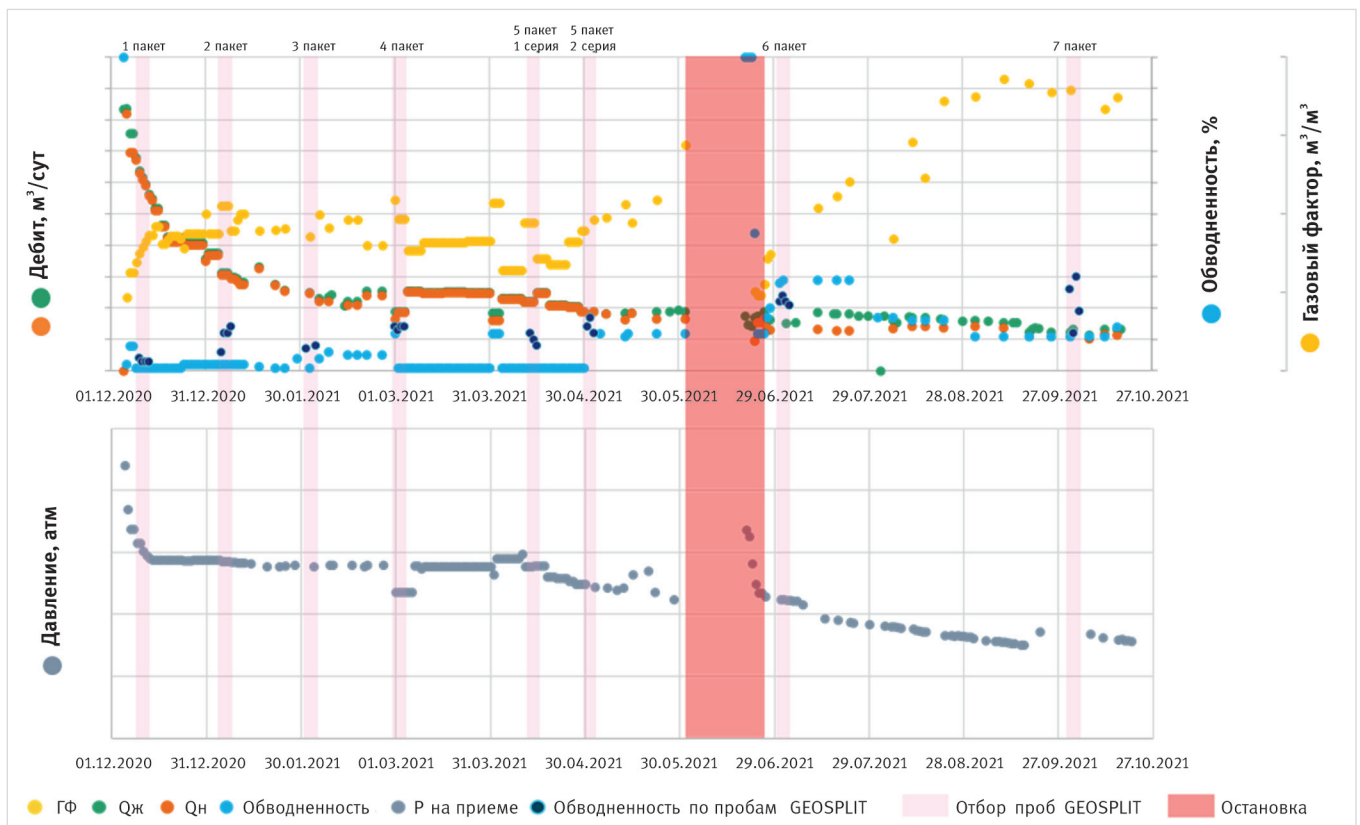


Рис. 7. История работы маркированной скважины № XXX1
Fig. 7. The history of the marked well № XXX1 operation

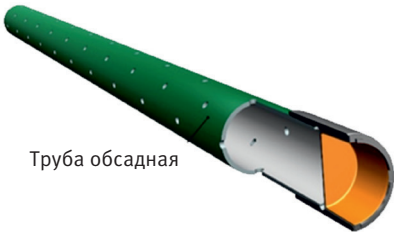
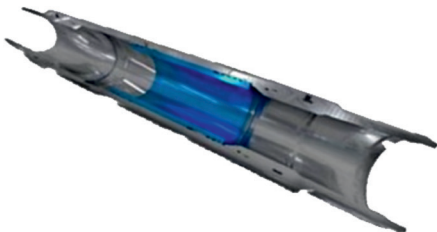
Фильтр		Премиум-порт	4-позиционная МУП
			
Труба обсадная			
	Фильтр	Премиум-порт	4-позиционная МУП
Необходимость активации	Нет	Опционально	Опционально
Требования к позиционированию в скважине	Мягкие	Строгие	Строгие
Стоимость	Низкая	Средняя	Средняя
Наличие	Да	Да	Нет
Количество положений открыто/закрыто	Одно	Два	Четыре (в том числе частичные)
Возможность перекрытия	Условно (с помощью «пластыря»/РИР)	Да, ключ на ГНКТ/КРС	Да, ключ на ГНКТ/КРС
Возможность поочередности эксплуатации стволов	Нет	Да	Да
Возможность управлять депрессией на доп. ствол	Нет	Нет	Да

Рис. 8. Элементы конструкции узла разветвления
Fig. 8. Structural elements of the branching point

в работе 1 ствола, вскрывающего пласт АВ1, свидетельствует о нестационарном характере процессов фильтрации в дренируемой зоне.

Динамика работы 2 горизонтального ствола, вскрывающего пласт АВ2, демонстрирует плавное снижение промыслового параметра, обусловленное наличием газонапорного режима, при котором основной энергией, продвигающей нефть, является напор газа газовой шапки. В данном случае нефть вытесняется под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии в прикровельной части залежи. Высокая проницаемость пласта АВ2, в несколько раз превышающая проницаемость пласта АВ1, является благоприятным условием для наиболее эффективного проявления газонапорного режима.

Сложность эксплуатации скважин при таком режиме заключается в том, что прорывы газа приводят к бесконтрольному расходу газовой энергии при одновременном уменьшении притока нефти, в связи с чем рекомендуется проводить непрерывный контроль за работой исследуемого объекта и скважин, расположенных вблизи газовой шапки.

Динамика изменения промысловых показателей (снижение дебита жидкости и забойного давления) указывает на явный эффект истощения в области дренирования скважины (рис. 7). Данный вывод также подтверждается запуском давлением после длительной остановки скважины, которое по сравнению с начальным значительно уменьшилось.

Стремительное увеличение газового фактора с момента повторного запуска скважины после остановки характеризуется понижением уровня газонефтяного контакта. По мере уменьшения уровня контакта газ прорывается к скважинам, находящимся ближе к контуру газоносности. В таком случае важно оптимизировать расход энергии расширения газа газовой шапки с целью рентабельной эксплуатации нефтяных скважин.

Резкое увеличение газового фактора

также может быть связано с изменением режима работы залежи, а именно с переходом из газонапорного режима в режим растворенного газа, при котором нефть продавливается по пласту к забоям скважин под действием энергии пузырьков расширяющегося газа при выделении его из нефти. Естественная смена режимов работы залежи может быть обусловлена изменением равновесия в пласте, вызванного, в свою очередь, снижением забойного давления.

Помимо распределения работы стволов исследуемой скважины для раздельного учета добычи из двух пластов с разными фильтрационно-емкостными свойствами, данные динамического маркерного мониторинга позволяют выполнять контроль показателей добычи без остановки работы скважины, а также сформировать рекомендации по ее оптимизации.

Для уменьшения обводненности пластовой продукции и снижения газового фактора рекомендовано рассмотреть возможность изменения режима работы исследуемой скважины № XXX1 путем незначительного снижения депрессии, а также контролировать величину забойного давления для исключения режима эксплуатации скважины при забойном давлении ниже давления насыщения.

Итоги

Рассматриваемая многоствольная скважина пробурена без превышения плановых сроков строительства, в соответствии с плановым профилем и закончена безаварийно. Общий дебит многоствольной скважины равен сумме дебитов двух отдельных скважин на те же цели. При этом сокращение капитальных затрат (CAPEX) и сроков строительства составило около 38 %, что позволяет судить о доказанной эффективности разработанного решения.

Выводы

Конструкция узла разветвления обеспечивает возможность селективного отсечения как

бокового (с помощью профильного перекрывателя), так и основного ствола (мостовая пробка) в случае прорыва нежелательного флюида. При этом существует возможность доработки конструкции точки разветвления за счет применения управляемой муфты взамен перфорированной трубы (рис. 8).

Применение управляемой муфты значительно расширяет возможности для тиражирования технологии как в части строительства многоствольных скважин с охватом до трех смежных пластов, так и многозабойных скважин на один продуктивный пласт за счет возможности управления добычей отдельных ответвлений (рис. 9–10).

В дополнение конструкция обеспечивает раздельный учет добычи по каждому пласту без остановки добычи. При этом затраты на регулярное проведение интерпретации проб с квантовыми маркерами компенсируются снижением эксплуатационных затрат на насосную установку и работу бригад ремонта скважин.

Работы по маркерному мониторингу профилей притоков в объекте исследования, описанные в данной статье, продолжаются на ежеквартальной основе. Накопленные данные и информация с каждого нового периода исследований позволяют вырабатывать новые рекомендации и адресно подходить к оптимизации разработки минерально-сырьевой базы Новопортовского месторождения.

Литература

1. Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141582-novoportovskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie> (дата обращения: 10.12.2021).
2. Классификация многоствольных технологий TAML. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142482-klassifikatsiya-taml> (дата обращения: 15.12.2021).

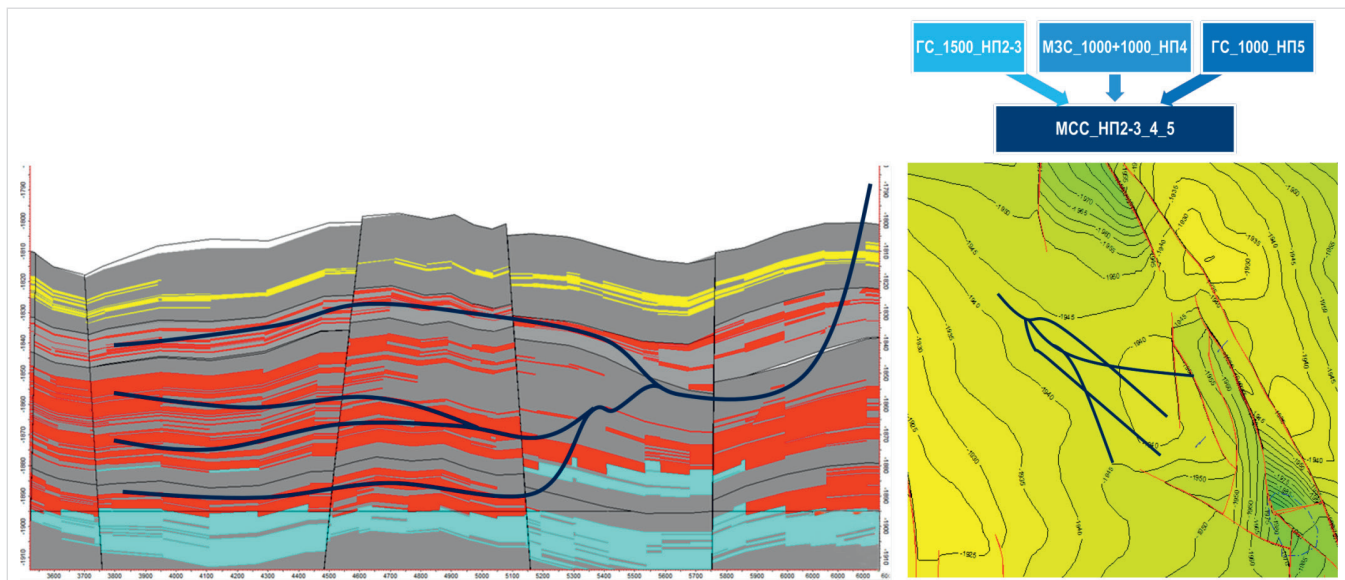


Рис. 9. Потенциал тиражирования технологии для многоствольных скважин (Вариант А)
Fig. 9. Technology replication potential for multilateral wells (Option A)

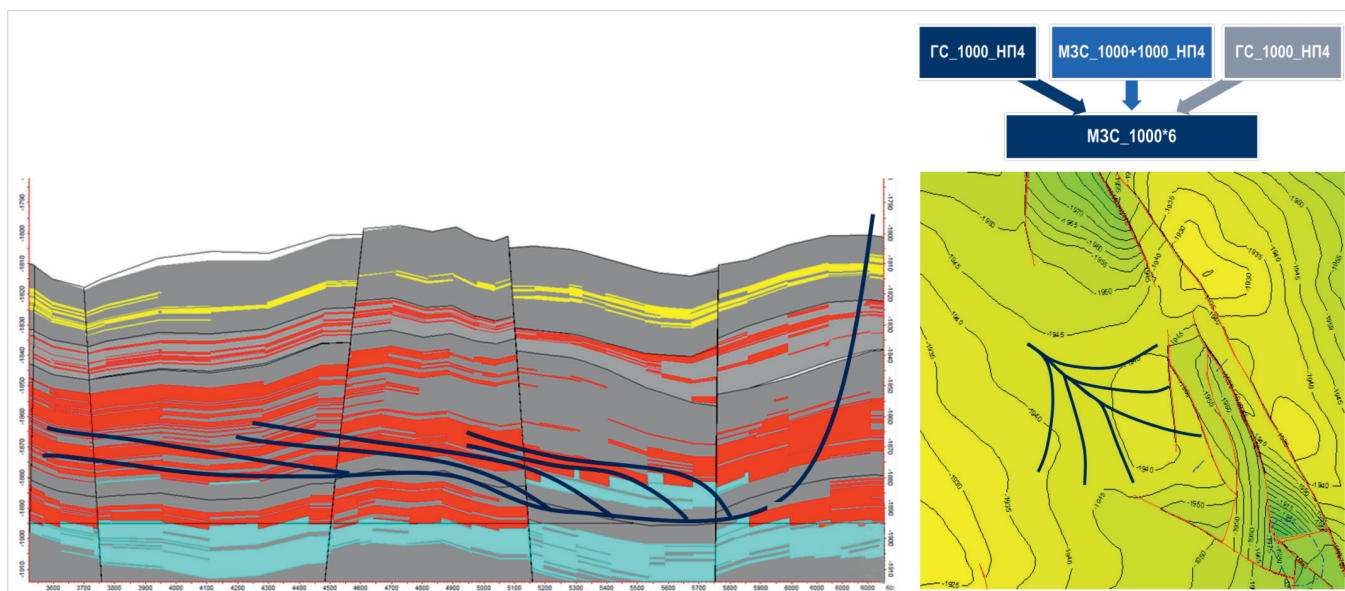


Рис. 10. Потенциал тиражирования технологии для многоствольных скважин (Вариант Б)
Fig. 10. Technology replication potential for multilateral wells (Option B)

3. Пильник С., Зимогляд М., Булатов Ф., Бурков Ф., Дубровин А., Абалтусов Н. Успешный опыт строительства многозабойных скважин по технологии TAML-1 на Новопортовском месторождении. Российская

нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва, 15–17 октября 2018, SPE-191521-RU.
4. Шестаков Д.А., Галиев М.М., Овчинников К.Н., Малявко Е.А. Комплексный подход к эффективной

разработке месторождений интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин // Территория Нефтегаз. 2019. № 6. С. 64–71.

ENGLISH

Results

The multilateral well in question was drilled without breaching the construction schedule, in accordance with the planned profile, and completed without an accident. The total flow rate of a multilateral well is the total of the flow rates of two individual wells for the same purposes. That said, capital expenditures (CAPEX) and construction time were reduced by almost 38 %.

Conclusions

The design of the branching point enables selective cut-off of both the lateral (using a profile packer) and the mother borehole (bridge plug) in the event of an undesirable fluid breakthrough. At the same time, there is still a possibility to elaborate the branching point design by using a controlled coupling instead of a perforated pipe (fig. 8).

The use of a controlled coupling opens up extensive possibilities to replicate the technology both in terms of the construction of multilateral wells with production from up to three adjacent layers, and multilateral wells in one pay reservoir leveraging the possibility of controlling the production from individual laterals (fig. 9–10).

In addition, the design enables separate production accounting for each reservoir while continuing production. Moreover, the costs of interpreting samples with quantum markers on a regular basis are offset by reduced operating costs for the pumping unit and the costs for workover crews. Dynamic quantum PLT efforts in the subject reservoir mentioned in this article are conducted on a quarterly basis. The accumulated data and information from each new study period enable the development of new recommendations and a target-specific approach to optimising field development at the Novoportovskoye field.

References

1. Novoportovskoye oil and gas condensate field. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141582-novoportovskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie> (accessed 10.12.2021). (In Russ).
2. Classification of multilateral technologies TAML. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142482-klassifikatsiya-taml> (accessed 15.12.2021). (In Russ).
3. Pilnik S., Zimoglyad M., Bulatov F., Burkov F., Dubrovin A., Abaltusov N. Proven experience in construction of multilateral wells using TAML 1 technology in Novoportovskoye field SPE Russian petroleum technology conference, Moscow, 15–17 Oct 2018 SPE-191521-RU. 2018. (In Russ).
4. Shestakov D.A., Galiev M.M., Ovchinnikov K.N., Malyavko Ye.A. An integrated approach to efficient development of fields using intelligent horizontal wells production logging technology. Territorija Neftegaz, 2019, issue 6, P. 64–71. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Самигуллин Линар Ришатович, руководитель центра управления строительством скважин, ООО «Газпромнефть-Ямал», Тюмень, Россия

Алексеев Александр Владимирович, заместитель исполнительного директора по бурению, Проект «Нефтяные оторочки Чаяндинского НГКМ», ООО «Газпромнефть-Заполярье», Тюмень, Россия

Зимогляд Михаил Борисович, руководитель центра управления строительством скважин, Блок директора по вводу новых мощностей, ООО «Газпромнефть-Заполярье», Тюмень, Россия

Наговицын Владимир Михайлович, директор по вводу новых мощностей, ООО «Газпромнефть-Заполярье», Тюмень, Россия

Васечкин Дмитрий Андреевич, инженер, ООО «ГеоСплит», Москва, Россия

Быдзан Андрей Юрьевич, менеджер по развитию бизнеса, ООО «ГеоСплит», Москва, Россия
Для контактов: a.bydzan@geosplit.ru

Большаков Вячеслав Валерьевич, директор по развитию партнерских программ, ООО «ГеоСплит», Москва, Россия

Дробот Альбина Викторовна, директор по развитию бизнеса, ООО «ГеоСплит», Москва, Россия

Samigullin Linar Rishatovich, head of well construction control, “Gazpromneft-Yamal” LLC, Tyumen, Russia

Alekseev Aleksandr Vladimirovich, deputy executive director for drilling, Project “Oil rims of Chayandinskoye OGCF”, “Gazpromneft-Zapolyarye” LLC, Tyumen, Russia

Zimoglyad Mikhail Borisovich, head of well construction control, department of director for new capacities commissioning, “Gazpromneft-Zapolyarye” LLC, Tyumen, Russia

Nagovitsyn Vladimir Mikhailovich, director for new capacities commissioning, “Gazpromneft-Zapolyarye” LLC, Tyumen, Russia

Vasechkin Dmitriy Andreevich, petroleum engineer, “GeoSplit” LLC, Moscow, Russia

Bydzan Andrei Yurievich, business development manager, “GeoSplit” LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: a.bydzan@geosplit.ru

Bolshakov Viacheslav Valerievich, director of partnership development, “GeoSplit” LLC, Moscow, Russia

Drobot Albina Viktorovna, business development director, “GeoSplit” LLC, Moscow, Russia