DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-81-85

УДК 622.276 I Научная статья

Определение оптимальной технологии заканчивания скважин в низкопроницаемом карбонатном коллекторе Восточной Сибири

Бетехтин С.С.[1], Зырянов Н.М.[2], Ведерников Н.Е.[2], Ахмадишин А.Т.[2], Валеев Р.Р.[2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия; [2]АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия
ss_betekhtin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В статье описан наиболее эффективный на сегодняшний день метод интенсификации притока нефти для низкопроницаемого карбонатного коллектора, относящегося к категории трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ), — проведение пропантного многостадийного гидроразрыва пласта. Представлены проведенные испытания скважин с различным типом заканчивания и опробованные методы стимуляции притока флюида к скважине.

Материалы и методы
Для уточнения эффективности различных способов заканчивания скважин и интенсификации притока проведен анализ работы действующего фонда, определен наиболее экономически эффективный подход к разработке низкопроницаемого карбонатного коллектора. С помощью гидродинамической модели рассчитаны перспективы развития технологии заканчивания скважин и интенсификации притока.

Ключевые слова
карбонатные коллекторы, заканчивание скважин, стимуляция, трудноизвлекаемые запасы

Для цитирования
Бетехтин С.С., Зырянов Н.М., Ведерников Н.Е., Ахмадишин А.Т., Валеев Р.Р. Определение оптимальной технологии заканчивания скважин в низкопроницаемом карбонатном коллекторе Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 9. С. 81–85. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-81-85

Поступила в редакцию: 04.10.2024

OIL PRODUCTION UDC 622.276 I Original Paper

Determination of the efficient well completion technology in a low-permeability carbonate reservoir in Eastern Siberia

Betekhtin S.S.[1], Zyryanov N.M.[2], Vedernikov N.E.[2], Akhmadishin A.T.[2], Valeev R.R.[2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Tyumen, Russia; [2]"Verkhnechonskneftegas" JSC, Irkutsk, Russia
ss_betekhtin@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The article describes the most effective method to date for intensifying oil inflow for a low – permeability carbonate reservoir belonging to the category of hard-to-recover reserves – conducting propane multistage hydraulic fracturing. The conducted tests of wells with different types of completion and tested methods of stimulating the flow of fluid to the well are presented.

Materials and methods
To clarify the effectiveness of various methods of well completion and inflow intensification, an analysis of the work of the existing fund was carried out, and the most cost-effective approach to the development of a low-permeability carbonate reservoir was determined. The prospects for the development of well completion technology and inflow intensification are calculated using a hydrodynamic model.

Keywords
carbonate reservoirs, well completion, stimulation, hard-to-recover reserves

For citation
Betekhtin S.S., Zyryanov N.M., Vedernikov N.E., Akhmadishin A.T., Valeev R.R. Determination of the efficient well completion technology in a low-permeability carbonate reservoir in Eastern Siberia. Exposition Oil Gas, 2024, issue 9, P. 81–85. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-81-85

Received: 04.10.2024

Введение
Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область расположена на юге Сибирской платформы, в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Ее история разработки начинается с бурения Марковской опорной скважины и получения положительных результатов испытания в 1962 г., после чего было открыто Ярактинское газоконденсатное месторождение. В процессе последующего изучения Преображенского поднятия были открыты Чонская, Даниловская и Ангорская структурные формы.

Открытие Верхнечонского месторождения произошло в 1978 г. Месторождение расположено в Восточной Сибири, в Катангском районе Иркутской области. Верхнечонское месторождение второе по величине запасов на востоке России и крупнейшее в Иркутской области. Месторождение расположено в зоне с осложненными природными и климатическими условиями. В этом районе наблюдается резко континентальный климат, где среднегодовая температура составляет 5,5 °С. А в зимние месяцы может опускаться до −56 °С. Поэтому происходит активное развитие многолетней мерзлоты в этой области.

Как отмечалось ранее, месторождение обладает значительными запасами нефти. Однако на протяжении 30 лет ввод месторождения в промышленную разработку был вовсе не возможен по причине отсутствия необходимой трубопроводной системы. Ситуация изменилась в 2008 году, когда завершилось строение необходимой транспортной инфраструктуры. В 80 километрах от границы лицензионного участка расположилась трубопроводная система Восточная Сибирь — Тихий Океан (ТС ВСТО), что позволило начать добычу флюида и ввести месторождение в промышленную эксплуатацию.

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (ВЧНГКМ) является крупным по количеству запасов углеводородов (УВ). Продуктивность приурочена к верхнечонскому горизонту (ВЧ) непской свиты (глубина залегания 1 600 м), преображенскому горизонту (ПР) катангской свиты (глубина залегания 1 500 м), усть-кутскому горизонту (УК) тэтэрской свиты (глубина залегания 1 300 м) и осинскому горизонту (ОС) усольской свиты (глубина залегания 1 200 м) (рис. 1) [1].

Строение Верхнечонского месторождения

Верхнечонский горизонт детально исследован разведочными скважинами в количестве 67 штук и анализом трех с половиной тысяч метров керна. Пласт имеет хорошую изученность — доля категории запасов А+В1 составляет более 95 %.

Вышележащие преображенский, усть-кутский и осинский горизонты представлены коллекторами карбонатного порового типа с первичной структурой. Они имеют преимущественно нефтяное насыщение. На данные горизонты приходится 45 % НГЗ всего месторождения (рис. 2).

Осинский горизонт представлен карбонатным коллектором с доломитами вторичного типа и преимущественно содержит свободный газ — 95 % от НГЗ природного газа месторождения. Изученность пласта низкая, менее 30 %.

В настоящее время идут доизучение и проведение испытательных работ на карбонатных объектах: ПР, УК, ОС, в то время как терригенный пласт ВЧ является основным объектом разработки и эксплуатируется в промышленных масштабах.

Разработка месторождений Восточной Сибири сопряжена с рядом сложных геологических вызовов, включающих высокий процент минерализации пластовых вод, первичное и вторичное засоление коллекторов, гидродинамическую изолированность блоков посредством разломов, а также аномально низкие значения температуры в продуктивных горизонтах.

На сегодняшний день Верхнечонское месторождение находится на второй стадии разработки, эксплуатационный фонд включает более 1 000 скважин. Бурение активно продолжается, однако ввиду высокой разбуренности центральных высокопродуктивных районов основного терригенного пласта ВЧ, где проектный фонд расположен на участках, осложненных с точки зрения геологии и нефтеизвлечения: газонефтяные зоны (ГНЗ), зоны с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), зоны с выступами фундамента и засолонением коллектора, — уже сейчас можно утверждать, что проект Верхнечонского месторождения успешно реализован и является примером эффективного применения современных технологий к освоению месторождений Восточной Сибири, позволяющих решать множество сложных задач. На текущий момент осуществляется бурение в краевые зоны пласта ВЧ, а также уплотнение действующей сетки скважин. Охват бурением терригенного пласта достаточно высокий, составляет около 92 % от площади нефтеносности, перспективные участки бурения локализованы в краевых зонах с высокими рисками по засолонению и ФЕС пласта. Снижение текущих извлекаемых запасов в традиционных коллекторах терригенного типа вследствие их выработки диктует необходимость перехода к добыче трудно извлекаемых запасов (ТрИЗ) карбонатных объектов, имеющих низкую проницаемость (менее 2 мД). К таковым относится преображенский горизонт Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения.

Преображенский горизонт представлен карбонатными породами, преимущественно водорослевыми доломитами. Формирование отложений пласта ПР происходило преимущественно в обстановках мелководного шельфа и приливно-отливной равнины в условиях эпикратонной карбонатной платформы, для которой характерны большая протяженность, выровненный рельеф и большая роль приливно-отливных процессов [2]. В целом, территория испытывала трансгрессию, отмечается унаследованность в изменении фаций вверх по разрезу. В связи с формированием пласта в условиях эпикратонной карбонатной платформы по всей площади месторождения отмечаются схожие условия осадконакопления и латеральная выдержанность пласта без резких фациальных изменений по площади.

Данная территория испытывала неоднократные тектонические активизации, что обуславливает развитую сеть разломов по площади, а также вторичные преобразования пространства коллектора. Для порового пространства пласта Пр характерны такие преобразования, как галитизация и сульфатизация, что оказывает влияние на продуктивные характеристики пласта. Также для пород пласта Пр характерна перекристаллизация, при этом она развита неравномерно и приводит к снижению коллекторских свойств.

Пласт ПР характеризуется выдержанной общей толщиной, которая в среднем составляет 21 м. Эффективные толщины изменяются от 0,3 до 19,6 м, в среднем составляя 10 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по пласту изменяются в диапазоне 8,1–11,8 м, в среднем составляя 8,9 м. Газонасыщенная толщина варьируется в интервале 0,9–14,9 м. Среднее значение водонасыщенной толщины составляет 8,6 м. Отмечается значительное ухудшение свойств пласта к северо-восточной и восточной части месторождения. Среднее значение песчанистости по пласту составляет 0,04 д.ед. Пластовая температура 10–12 ОС. Средняя пористость пласта составляет 11 % при средней проницаемости 1,3 мД, что позволило отнести запасы нефти пласта Пр к категории ТрИЗ.

В связи со сложной тектоникой в пределах пласта выделяются 2 залежи ЧНЗ и 3 залежи ГНЗ с газовой шапкой, на севере месторождения расположена 1 залежь свободного газа с краевой водой (ЧГЗ, ГВЗ).

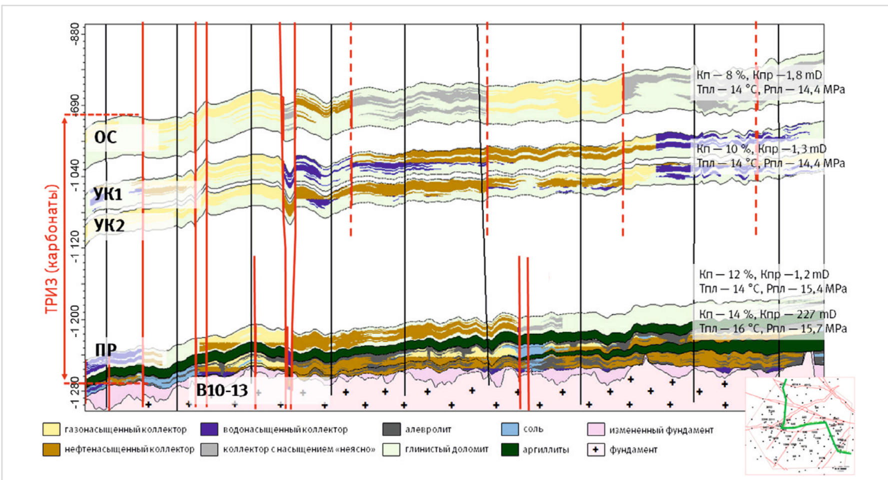

Рис. 1. Геологический разрез по ВЧНГКМ
Fig. 1. Geological vertical intersection of the VCHNGKM

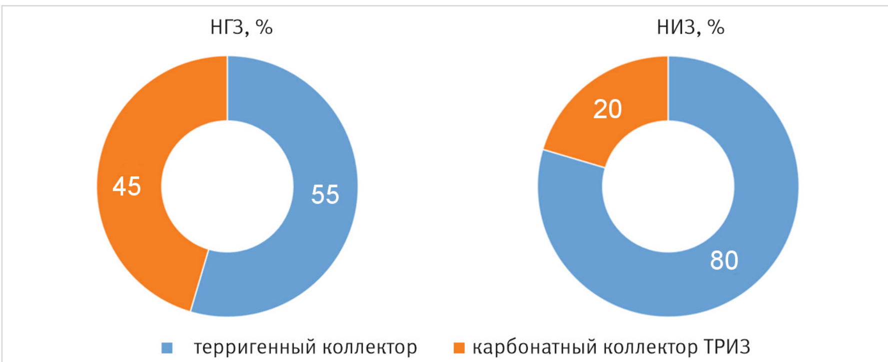

Рис. 2. Соотношение трудноизвлекаемых и традиционных запасов на ВЧНГКМ
Fig. 2. The ratio of hard-to-recover and traditional reserves at the VCHNGKM

На текущий момент основная разработка объекта связана с двумя залежами ГНЗ — это блок 2 и блок 5, в котором проведено несколько ЗБС (основные блоки с наибольшим объемом НГЗ).

Среди продуктивных горизонтов ПР занимает второе место по величине начальных геологических запасов и содержит более 37 % запасов всего месторождения.

На сегодняшний день на ПР опробованы различные технологии и способы заканчивания скважин: наклонно-направленные скважины, наклонно-направленные скважины с СКО, наклонно-направленные скважины с ГРП, наклонно-направленные скважины с кислотным ГРП, горизонтальные скважины (200 м) с БСКО, многозабойные скважины (4 000 м), горизонтальные скважины (1 000 м) с многостадийным ГРП с поперечными трещинами и горизонтальные скважины (1 000 м) с многостадийным ГРП с продольными трещинами. Объект находится в стадии завершения пилотных работ по тестированию технологий и перехода к полномасштабной разработке.

На пласте ПР пробурено и испытано 45 разведочных скважин, действующий фонд на текущий момент составляет 24 добывающие скважины и 3 нагнетательные скважины (рис. 3), средний запускной дебит нефти — 24 т/сут.

Этапы развития технологии заканчивания скважин на ПР

Определение оптимального метода стимуляции скважин включает в себя несколько этапов.

1. На начальном этапе тестирования различных технологий заканчивания объекта ПР были проведены перфорации вышележащих горизонтов (ПВЛГ) в скважинах, пробуренных на ВЧ. Средний запускной дебит нефти составил 8,3 т/сут., Кпрод — 0,03 м^3/сут./атм, удельная накопленная добыча — 1 тыс. т/скв.
   В поисках методов увеличения удельной добычи нефти на ННС в карбонатном коллекторе Восточной Сибири были опробованы объемные кислотные обработки призабойной зоны (СКО) (дебит нефти составил 9,5 т/сут., Кпрод — 0,07 м^3/сут./атм, удельная накопленная добыча — 2 тыс. т/скв.), гидравлический разрыв пласта (дебит нефти составил 12,5 т/сут., Кпрод — 0,04 м^3/сут./атм, удельная накопленная добыча — 2 тыс. т/скв.), кислотный гидравлический разрыв пласта (дебит нефти составил 5,3 т/сут., Кпрод — 0,06 м^3/сут./атм, удельная накопленная добыча — 2 тыс. т/скв.). Первые результаты вовлечения в добычу карбонатного объекта показали низкую эффективность, что не позволяло проектировать полномасштабную его разработку. В качестве основной причины низкого коэффициента продуктивности и удельной добычи нефти технологий ННС+СКО, ННС+ГРП и ННС+КГРП определена низкая проницаемость порового коллектора карбонатного пласта.
   Следующим шагом исследований было бурение горизонтальных скважин длиной 200 метров с проведением большеобъемной СКО (100 м^3). В результате продуктивность ГС+СКО оказалась на уровне ННС+ГРП и составила 0,05 м^3/сут./атм, удельная накопленная добыча — 2 тыс. т/скв. (табл. 1).
2. Далее, с учетом опыта ранее проведенных мероприятий, принято решение перейти к технологиям горизонтального и многозабойного бурения и в случае ГС с проведением проппантного многостадийного ГРП. Результаты запусков показали существенные приросты стартовых показателей и продуктивности: дебит нефти вырос в 6 раз по сравнению с предыдущими способами заканчивания и методами стимуляции; продуктивность — в 7 раз.
   Запускные дебиты МЗС оказались на уровне с ГС 1000 метров с МГРП (МЗС — 47,6 т/сут., ГС+МГРП — 45,5 т/сут.), однако темпы падения дебита нефти оказались слишком высокими — 63 % за 1 год эксплуатации (стартовый дебит — 48 т/сут., спустя 1 год эксплуатации – 18 т/сут.). В то время как у ГС с МГРП падение дебита нефти на 26 % за такой

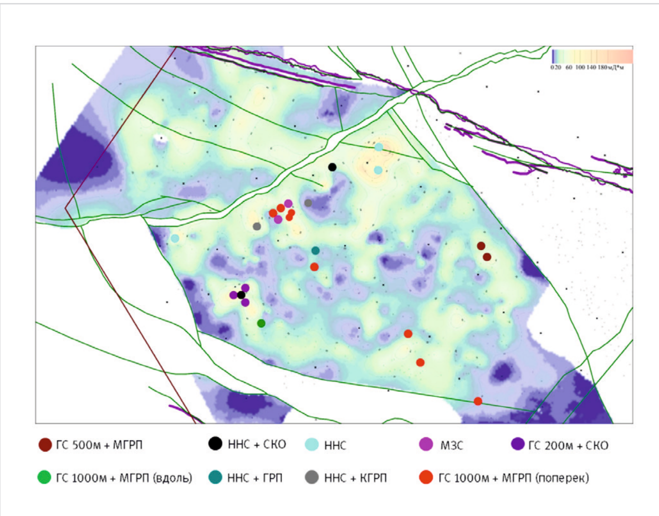

Рис. 3. Карта КН с действующим фондом на ПР
Fig. 3. Map of KH with the current fund on the PR

Табл. 1. Технологическая эффективность скважин на ПР
Tab. 1. Technological efficiency of wells on the PR

Тип	Количество скважин	Qн, т/сут.	Кпрод, м^3/сут./атм	Удельная добыча нефти, тыс. т/скв.
ННС	3	8,3	0,03	1
ННС+СКО	2	9,5	0,07	2
ННС+ГРП	1	12,5	0,04	2
ННС + КГРП	2	5,3	0,06	2
МЗС	2	47,6	0,18	20
ГС 200 м + СКО	3	6,9	0,05	2
ГС 500 м + МГРП	2	34,0	0,38	34
ГС 1 000 м + МГРП (поперек)	8	45,5	0,75	29
ГС 1 000м + МГРП (вдоль)	1	50,4	0,42	4
Всего скважин	24	24,4	0,22	11

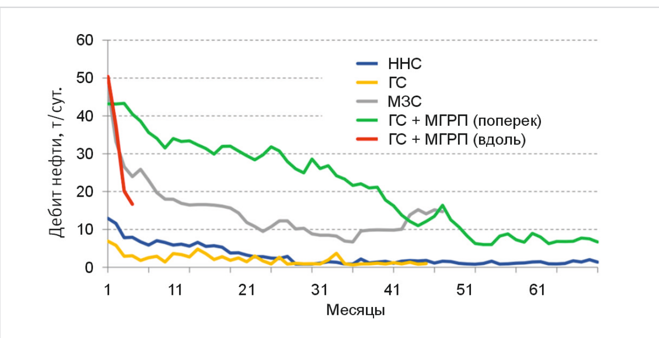

Рис. 4. Динамика дебита нефти скважин с различным типом закачивания
Fig. 4. Dynamics of the oil flow rate of wells with different types of injection

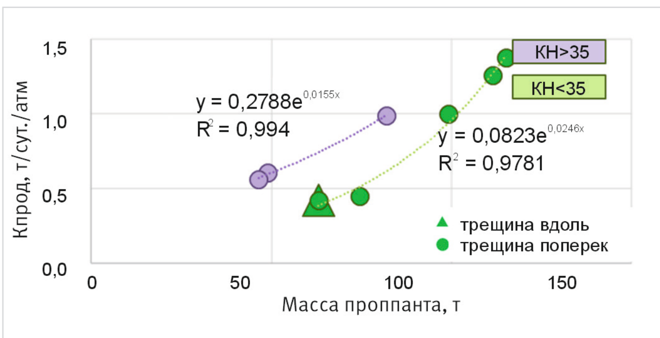

Рис. 5. Зависимость Кпрод от массы проппанта
Fig. 5. Dependence of productivity well on the mass proppant

же период эксплуатации (стартовый дебит — 46 т/сут., спустя 1 год эксплуатации — 34 т/сут.) (рис. 4).

Опробованы различные варианты бурения ГС с МГРП: вдоль и поперек линии регионального стресса, что обусловило ориентацию трещин вдоль или поперек горизонтального участка скважин. Результаты запуска показали, что скважина с ориентацией трещин МГРП вдоль ГС (в настоящее время пробурена и введена 1 скважина) оказалась менее эффективна: при сопоставимом Кпрод (рис. 5) имеет более высокие темпы падения — 74 % за 6 месяцев, тогда как по ГС с МГРП с поперечными трещинами — 19 %. Это обусловлено тем, что скважина с продольными трещинами МГРП обеспечивает меньшую область дренирования, чем с поперечными трещинами.

По итогу опробования различных технологий закачивания и интенсификации притока для условий низкопроницаемого карбонатного коллектора наиболее эффективными с точки зрения продуктивности и удельной накопленной добычи нефти оказались ГС с проппантным МГРП с поперечными трещинами (Кпрод — 0,75 $м^3$/сут./атм, текущая удельная накопленная добыча — 34 т/скв.).

На текущий момент пробурено и запущено 9 ГС с МГРП с длиной ГС 1 000 метров. В результате проведенных ГРП выявлена связь между продуктивностью горизонтальных скважин и свойствами пласта (КН) и массой проппанта, закачанного в каждую скважину (рис. 5).

Одним из основных рисков проведения ГРП на ПР является близость нижележащего терригенного пласта ВЧ, который характеризуется наличием газовой шапки и обширной зоной распространения фронта воды от нагнетательных скважин. Вследствие чего мероприятие гидроразрыва пласта проводилось с ограниченным объемом закачиваемого проппанта — в среднем 7,8 т/стадию с целью ограничить рост трещины в высоту. Средняя высота трещины ГРП составляет 35 м и не превышает толщину перемычки между пластами ПР и ВЧ. Средняя полудлина трещины 129 м, ширина 1,7 мм. Для управления данными рисками проводится геомеханическое моделирование распространения трещин ГРП с учетом структурных и геологических особенностей пластов.

3. На основе результатов опробования различных способов заканчивания скважин и определения оптимального ГС с МГРП с поперечными трещинами было принято решение о развитии данной технологии — увеличения стадийности ГРП и длины ГС. Далее выявление оптимальной длины и количества стадий ГРП проводилось с использованием инструментов гидродинамического моделирования.

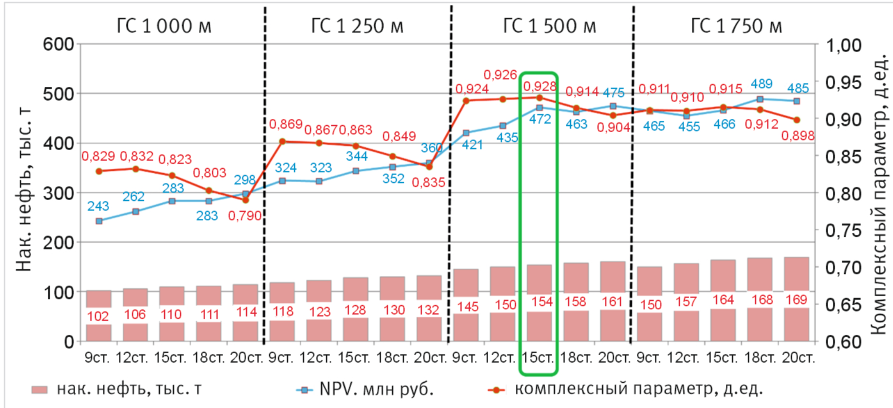

Рис. 6. Расчет оптимального заканчивания скважин на ПР
Fig. 6. Calculation of efficient well completion technology

На гидродинамической модели была проведена серия расчетов по установлению оптимальной величины длины горизонтального ствола скважины и количества стадий ГРП.

С целью выбора оптимальной технологии в расчете использовался комплексный параметр, который включает в себя показатели накопленной добычи нефти за 20 лет, запускной дебит скважины, риски успешности проведения ГРП (зависят от количества стадий ГРП), риски успешности бурения ГС (зависят от длины ствола) и экономический показатель NPV.

С учетом комплексного параметра было определено наиболее эффективное заканчивание скважин на ПР — ГС 1 500 м с 15 стадиями ГРП (рис. 6).

На основе данных результатов в планы предприятия заложено бурение 1 500 метровых ГС с проведением 15 стадий ГРП в 2025 г.

Итоги

Для условий низкопроницаемого карбонатного коллектора (ТрИЗ) наилучшие результаты показала технология бурения ГС с МГРП (Кпрод составил 0,38–0,75 $м^3$/сут./атм; удельная накопленная добыча нефти 29–34 тыс. т/скв.).

На основе расчетов на ГДМ установлены оптимальные параметры длины горизонтального участка — 1 500 м и количества стадий ГРП — 15 стадий для текущих геологических условий. В качестве развития данной технологии заканчивания составлена программа бурения на 2025 год, в которую заложены ГС длиной 1500 м с проведением 15 стадий ГРП.

Выводы

На низкопроницаемом карбонатном пласте ПР (ТрИЗ) опробован широкий спектр технологий заканчивания и интенсификации притока. Наихудшие фактические результаты получены при бурении наклонно-направленных скважин и горизонтальных скважин с применением кислотной обработки или кислотного ГРП.

Многозабойные скважины показали хорошие запускные показатели, однако не оправдали себя по темпам падения — 63 % за 1 год эксплуатации.

Наилучшие результаты получены по работе горизонтальных скважин с проведением многостадийного проппантного гидроразрыва пласта с ориентацией трещин поперек горизонтального ствола.

Таким образом, наиболее эффективная технология заканчивания скважин в низкопроницаемом карбонатном коллекторе Восточной Сибири — горизонтальная скважина с многостадийным проппантным ГРП.

Литература

1. Бобров А.В. Оперативный подсчет запасов нефти, газа и конденсата по осинскому, усть-кутскому и верхнечонскому горизонтам Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области. Тюмень: ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2015.
2. Воробьев В.С., Вилесов А.П. Модель формирования преображенского продуктивного горизонта венда (Восточная Сибирь) // Нефтяное хозяйство. 2012. № 10. С. 38–43.
3. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. М.: Институт компьютерных исследований, 2007. 234 с.
4. Чиргун А., Леванов А., Гореев Я., Лазеев А., Тимчук А. Теория и практика разработки сложнопостроенных коллекторов Восточной Сибири на примере Верхнечонского месторождения // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 16–18 октября 2017. SPE-189301-MS.

ENGLISH

Results

For conditions of a low-permeability carbonate reservoir, the best results were shown by the drilling technology of HW with hydraulic fractures (productivity 0,38–0,75 m^3/day/atm; specific oil production 29–34 th.t/well). Based on calculations on the GDM, the optimal parameters of the length of the horizontal section – 1 500 m and the number of hydraulic fracturing stages – 15 stages for the current geological conditions were established. As a development of this completion technology, a drilling program for 2025 has been drawn up, which includes a 1 500 m long HW with 15 stages of hydraulic fracturing.

Conclusions

A wide range of technologies for completion and intensification of inflow has been tested on the low-permeability carbonate formation of the PR. The worst actual results were obtained when drilling directional wells and horizontal wells using acid treatment or acid fracturing.

The multilateral wells showed good starting performance, but did not justify themselves in terms of the rate of decline – 63 % in 1 year of operation.

The best results were obtained for the operation of horizontal wells with multistage proppant hydraulic fracturing with the orientation of cracks across the horizontal trunk.

Thus, the most effective well injection technology in the low-permeability carbonate reservoir of Eastern Siberia is a horizontal well with multistage proppant fracturing.

References

1. Bobrov A.V. Operational calculation of oil, gas and condensate reserves in the Osinsky, Ust-Kutsky and Verkhnechonsky horizons of the Verkhnechonsky oil and gas condensate field of the Irkutsk region. Tyumen: "Tyumen petroleum research center" LLC, 2015. (In Russ).
2. Vorobyov V.S., Vilesov A.P. Sedimentation model of vendian preobrazhensky horizon (Eastern Siberia). Oil industry, 2012, issue 10, P. 38–43. (In Russ).
3. Economidis M., Olaini R., Valko P. Unified fracture design. Moscow: Institute of Computer Research, 2007, 234 p. (In Russ).
4. Chirgun A., Levanov A., Goreyev Ya., Lazeev A., Timchuk A. A case study of the Verkhnechonskoye field: theory and practice of Eastern Siberia complex reservoirs development. SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 16–18, 2017, Moscow, Russia, SPE-189301-MS. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бетехтин Сергей Сергеевич, специалист отдела моделирования и разработки месторождений «ВЧНГ», ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия
Для контактов: ss_betekhtin@tnnc.rosneft.ru

Зырянов Никита Михайлович, начальник отдела планирования и мониторинга эксплуатационного бурения, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Ведерников Николай Евгеньевич, заместитель главного директора — главный геолог, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Ахмадишин Алишер Тагирович, начальник управления геологического сопровождения бурения скважин, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Валеев Рушан Рушанович, начальник управления по разработке месторождений, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Betekhtin Sergey Sergeevich, specialist of the department of modeling and development of fields "VCHNG", "Tyumen petroleum research center" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Tyumen, Russia
Corresponding author: ss_betekhtin@tnnc.rosneft.ru

Zyryanov Nikita Mikhailovich, head of the department of planning and monitoring of production drilling, "Verkhnechonskneftegas" JSC, Irkutsk, Russia

Vedernikov Nikolay Evgenyevich, deputy chief director – chief geologist, "Verkhnechonskneftegas" JSC, Irkutsk, Russia

Akhmadishin Alisher Tagirovich, head of the well drilling geological support department, "Verkhnechonskneftegas" JSC, Irkutsk, Russia

Valeev Rushan Rushanovich, head of the field development department, "Verkhnechonskneftegas" JSC, Irkutsk, Russia