



УДК 622.276

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «К»



MODERN TECHNOLOGIES OF LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS DEVELOPMENT ON THE EXAMPLE OF «K» FIELD

Овчарова Лариса Петровна

студент магистратуры,
Институт геологии и нефтегазодобычи,
Тюменский индустриальный университет
Larka91@mail.ru

Ovcharova Larisa Petrovna

Graduate Student,
Institute of Geology
and Oil and Gas Extraction,
Tyumen Industrial University
Larka91@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена проблеме разработки низкопроницаемых отложений водонефтяных зон нефтяного месторождения К и обзору применяемой технологии разработки.

Annotation. This article is devoted to the problem of development of low-permeability deposits of water-oil zones of the K oil field and to the review of the applied development technology.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, низкопроницаемый коллектор, многостадийный гидроразрыв пласта, викуловская свита.

Keywords: horizontal wells, low-permeability reservoir, multistage hydraulic fracturing, Vikulov formation.

Введение

По данным научно-аналитического издания ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН, устойчивой тенденцией нефтегазовой отрасли является ухудшение ресурсно-сырьевой базы добычи углеводородного сырья с увеличением добычи нефти на шельфе, в арктической зоне, возрастанием добычи трудноизвлекаемой нефти, в том числе высоковязких нефтей, добычи из слабопроницаемых коллекторов. Так, за последние 6 лет добыча льготной нефти возросла почти в два раза с 122 млн т до 214,9 млн т. В результате уже почти половина всей нефти в России относится к категории льготной (45 %) [1].

Предоставление налоговых льгот создало мощный стимул для разработки низкопроницаемых коллекторов (менее 2 мД), за последние 6 лет добыча нефти из низкопроницаемых коллекторов возросла более, чем в два раза с 15,7 до 34 млн/ т. [1].

Учитывая современные тенденции в нефтегазовой отрасли России, одной из наиболее актуальных задач является изучение опыта применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) для разработки низкопроницаемых коллекторов и транслирование этого опыта на конкретные объекты разработки.

Краткие сведения о месторождении К

Объектом исследования данной статьи были выбраны низкопроницаемые пласты викуловской свиты месторождения К, запасы нефти которого относятся к водонефтяным зонам. В связи с чем существует проблема разработки вышеупомянутого объекта – отсутствует рентабельная технология разработки краевых низкопроницаемых зон.

Месторождение К можно отнести к уникальному по объему геологических и извлекаемых запасов нефти. Промышленная нефтеносность месторождения установлена в отложениях доюрского комплекса, нижнеюрских, среднеюрских и верхнеюрских отложениях, тюменской, абалакской, баженовской, фроловской и викуловской свит (пласты ВК₁₋₃).

Основными объектами по извлекаемым запасам являются пласты викуловской свиты (53 %), эти запасы сосредоточены в недонасыщенных водонефтяных зонах.

Породы, слагающие викуловскую свиту, имеют преимущественно алеврито – песчаный состав и переслаиваются с пластами и прослоями глин. Песчаные и глинистые пласты часто имеют микрослоистое линзовидное строение. Продуктивными коллекторами викуловской свиты являются крупно-средне- и мелкозернистые песчаники, крупно- и средне зернистые алевролиты, имеющие слоистое строение и содержащие большое количество пелитовой фракции, которая по данным описания шлифов и макроописания зерна, присутствует в породах как в рассеянном виде, так и в виде прослоев различной толщины.

Объект ВК₁₋₃ представлен двумя пластами ВК₁ и ВК₂₋₃, при этом ВК₂₋₃ преимущественно водонасыщен (рис. 1), площадь ВНЗ объекта составляет более 95 %. ВК₁₋₃ характеризуется низкой печанистостью, высокой расчлененностью и пониженной нефтенасыщенностью.

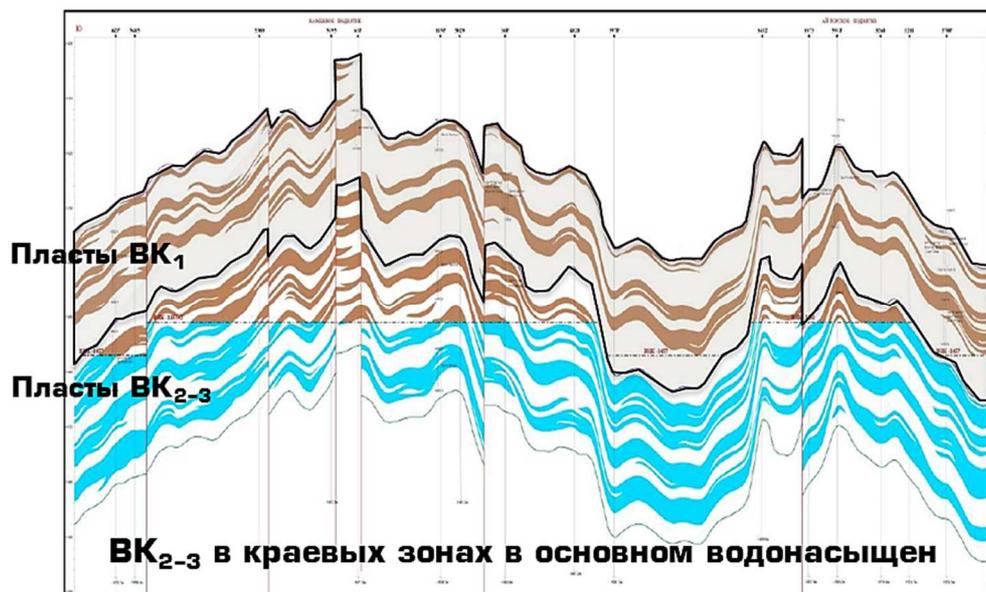


Рисунок 1 – Геологический разрез пластов группы ВК

Характерной особенностью продуктивных отложений викуловской свиты является слоистая неоднородность пород по их составу и свойствам, установленная по данным керна на макро-, мезо- и микроуровнях (рис. 2). Макронеоднородные отложения, связанные с крупными литотипами пород, успешно устанавливаются и оцениваются по данным ГИС.



Рисунок 2 – Фотографии керна и фациальная модель ВК₁₋₃

Разработка объекта ВК₁₋₃ начата в 1992 году и на сегодняшний день ведется в соответствии с основными положениями проектных документов.

Объект ВК₁₋₃ обеспечивает 93,7 % от добычи в целом по месторождению. Отбор от начальных извлекаемых запасов категории АВ1 на текущий момент составляет 14,4 % при обводненности 81,1 %, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,048 д.ед.

Формирование системы поддержания пластового давления (ППД) на объекте начато в 1994 году. Основная часть ВК₁₋₃ разбурена по треугольной сетке с формированием обращенной семиточечной системы. Изначально согласно проектным решениям ТСР 2006 г. предполагалось уплотнение до 13-ти точечной системы, однако по результатам эксплуатации скважин принято решение разбуренные элементы не уплотнять.

Разработка объекта ВК₁₋₃ до 2012 года характеризовалась увеличением годовых темпов отбора за счет интенсивного разбуривания площади и массового проведения ГРП. Однако с 2012 года в результате неподтверждения технологической эффективности новых скважин и приостановки бурения темпы добычи стали снижаться.

В 2012 году освоение южного района месторождения не подтвердило проектные объёмы и качество запасов, принято решение приостановить бурение для поиска альтернативной более рентабельной в данных геологических условиях технологии разработки, что стало одним из факторов недостижения проектных уровней добычи.



В 2013–2014 гг. в соответствии с положениями действующего проектного документа возобновлено разбуривание южного участка, реализован пилотный проект с опробованием технологии бурения горизонтальных скважин с многостадийным ГРП. Пробурено шесть ГС из них четыре добывающие с длиной горизонтального ствола 1100 м и две нагнетательные с длиной горизонтального ствола 600 м. В 2015 году реализовано бурение еще 3-х горизонтальных скважин с проведением МГРП.

При опробовании технологий бурения горизонтальных скважин со стандартным ГРП в 2013–2015 гг. получены неоднозначные результаты, отмечен уход трещины ГРП в водоносную часть пласта ВК₂₋₃.

В 2016 году пробурены горизонтальные скважины, которые были освоены по технологии ГРП Cup2Cup, получены положительные результаты. В дальнейшем запланировано увеличение количества ГРП по данной технологии.

С 2017 года согласно решениям действующего проектного документа объект разбуривается ГС с МГРП, таким образом успешно опробованные решения тиражируются.

Проблематика разработки объекта ВК₁₋₃

В настоящее время разбурены и вовлечены в активную разработку все куполовидные поднятия, характеризующиеся благоприятными с позиции разработки ФЕС (рис. 3). Дальнейшие перспективы увеличения и сохранения ежегодных объемов добычи нефти связаны со смещением ковра бурения в краевые районы. С позиции добычного потенциала данные районы неблагоприятны: сокращение нефтенасыщенных толщин и низкая плотность запасов, отсутствие уверенной глинистой перемычки между нефтенасыщенным пластом ВК₁ и преимущественно водонасыщенным пластом ВК₂₋₃.



Параметр	Ед. изм.	Каменный ЛУ	
		Разбуренная зона	Неразбуренная зона
Начальные извлекаемые запасы нефти	%	30	70
Проницаемость	мД	12,4	8,4
Нефтенасыщенная толщина	м	11,5	5,6
Начальная нефтенасыщенность	д.е.	0,41	0,40
Плотность НПЗ	тыс.т./га	2,9	1,47
Входные дебиты	т/сут	1,0-255,0	1,2-45,0

Рисунок 3 – Разбуренные зоны викуловской свиты

Анализ применяемых технологий на месторождении К

Для решения проблемы разработки запасов низкой плотности в краевых частях объекта ВК₁₋₃ месторождения К с 2013 года ведется поиск оптимального типа заканчивания ГС с МГРП и оптимизация системы разработки.

На рисунке 4 представлена история испытания технологии ГС с МГРП. За период 2013–2016 гг. проведено испытание различных технологий по применению ГС+МГРП. Более высокая эффективность отмечается по технологии Cup2Cup, которая также позволяет существенно сократить цикл освоения.

В 2016 году опытно-промышленные работы по бурению и эксплуатации ГС с МГРП были признаны успешными на основании анализа работы наклонно-направленных и горизонтальных скважин (рис. 5). Согласно фактическим показателям эксплуатации скважин, бурение ГС эффективнее ННС. С 2017 года было принято решение о тиражировании технологии освоения Cup2Cup.



ИСПЫТАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГС С МГРП	
2013г	<p>Куст №49</p> <ul style="list-style-type: none"> Технология – направленная перфорация с МГРП (шары BioBalls) Реализовано бурение 6 ГС (4 доб. 1100м + 2 нагн. 600м) Отмечен уход трещин ГРП в водоносную часть пласта ВК₂₋₃ + выявлены высокие технологические риски в процессе заканчивания
2015г	<p>Куст №80 Куст №88</p> <ul style="list-style-type: none"> Технология – многостадийный ГРП Реализовано бурение 4 ГС (600 м) Отмечен уход трещин ГРП в водоносную часть пласта ВК₂₋₃
2016г	<p>Куст №101 Куст №32</p> <ul style="list-style-type: none"> Технология – Cup2Cup Реализовано бурение 3 ГС (600 м) Фактические результаты свидетельствуют о наличии потенциала по применению данной технологии, рекомендуется к тиражированию

Рисунок 4 – Схема «Эволюция технологии ГС с МГРП»

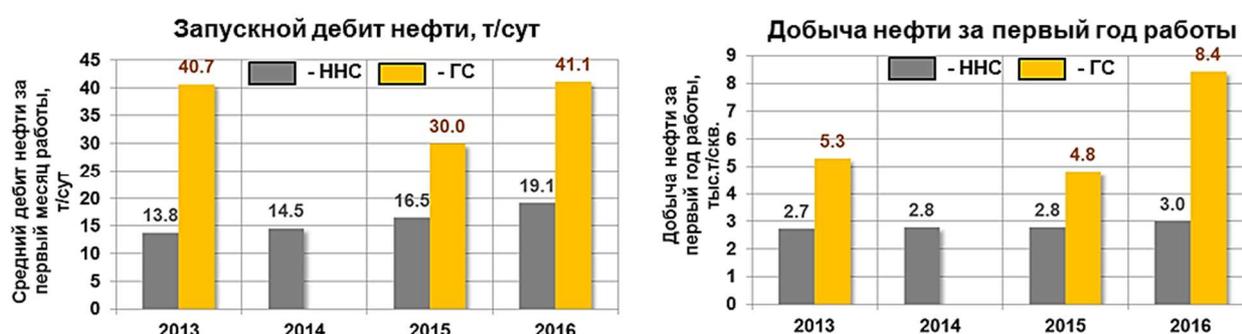


Рисунок 5 – Сопоставление показателей эксплуатации наклонно-направленных и горизонтальных скважин

Перспективы разработки объекта ВК₁₋₃ месторождения К

В действующем проектом документе предусмотрено тиражирование технологии ГС с МГРП. Размещение скважин по рядной системе: добывающие ГС 600 м с МГРП, нагнетательные ННС с ГРП. Запланировано продолжение пилотных работ по оценке потенциала и развитию технологии ГС с МГРП (увеличение длины ГС и стадий ГРП) и МЗГС.

Для вовлечения в разработку краевых запасов ВНЗ предусмотрен фонд скважин для бурения всего – 1 870 (из них горизонтальных – 817). При этом конкретные параметры системы разработки (оптимальная длина ГС и количество ГРП, расстояние между рядами скважин) не указываются.

Также в проектного документе сказано, что согласно экономической оценке инвестиции в бурение в условиях действующей системы налогообложения являются не окупаемыми (индекс доходности инвестиций – 0,72 д.ед.).

Вышеизложенное говорит о том, что необходимо продолжить поиск оптимального решения для разработки краевых зон викуловской свиты.

Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным ГРП для разработки низкопроницаемых коллекторов Канады

На основе данных статьи [4] о разработке низкопроницаемых пластов Канады можно сделать следующие выводы:

1. В Канаде с 50-х годов XX века месторождения с низкой проницаемостью разрабатывались вертикальными скважинами. В последние 10 лет акцент в разработке сместился на использование горизонтальных скважин с МГРП. Новые месторождения разрабатываются целиком ГС с МГРП, преимущественно с длиной ствола в 1 милю (1500–1600 м).

2. Наблюдается общая устойчивая тенденция к увеличению длины ГС как по отдельным месторождениям, так и в среднем по всем низкопроницаемым месторождениям Канады. За последние 6–7 лет средняя длина горизонтального участка выросла с 1050 м до 1500 м.

3. Плотность сетки скважин на Канадских низкопроницаемых месторождениях высокая. В подавляющем большинстве случаев расстояние между горизонтальными скважинами составляет от 200 до 400 м.



4. В последние годы наблюдается тенденция к более плотному размещению трещин ГРП по сравнению с первоначальным подходом (120–180 м). Плотное размещение трещин дает значимый прирост в добыче нефти.

5. Скважины с трещинами ГРП вдоль ствола работают на истощении хуже, чем скважины с трещинами поперек ствола.

6. Многие месторождения разрабатываются на истощении значительные периоды времени (более 5 лет). К широкому внедрению ППД операторы относятся осторожно.

7. На практике, эффект от использования ППД в низкопроницаемых коллекторах не всегда очевиден, однако многие операторы думают в этом направлении и проводят пилотные работы по проверке эффективности заводнения. Полномасштабное ППД с использованием ГС с МГРП организовано на 3-х крупных месторождениях, еще на четырех идут ОПР.

8. В качестве нагнетательных скважин для низкопроницаемых месторождений в Канаде в последнее время используются только горизонтальные скважины с МГРП (после отработки на нефть в течение 2–5 лет для повышения экономической эффективности), вертикальные скважины показали меньшую эффективность (несколько пилотов на Daly Sinclair и Bakken ViewField) и не применяются при разработке новых участков и месторождений.

9. Типичное расстояние между добывающей и нагнетательными скважинами – 200–300 м. После начала закачки в реагирующих добывающих скважинах через 5–15 мес. увеличивается дебит нефти, во многих случаях существенно снижается темп падения добычи нефти. Прорывы воды при расстоянии между скважинами 200–300 м происходят в основном не ранее чем через 2–3 года после начала закачки.

10. Для всех рассмотренных месторождений тестируются схемы заводнения с применением ГС с МГРП как вдоль, так и поперёк ствола. При наличии трещин поперёк ствола иногда наблюдаются быстрые прорывы воды. Однозначного ответа на вопрос, какая схема лучше, на сегодняшний день нет.

11. Для ряда низкопроницаемых месторождений заводнение оказалось эффективным. Конечный КИН при применении системы ППД возрастает в 1,5–2 раза по сравнению с КИН, который достигается на истощении (рост КИН с 6–12 % до 12–25 % и выше).

12. Ключевые вопросы разработки – эффективное и недорогое заканчивание скважин и обеспечение высоких темпов закачки воды в целевой пласт без существенного роста трещин авто-ГРП, снижающего эффективность заводнения. В тех случаях, где применение заводнения было признано успешным, этого удалось добиться путем разработки месторождения горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами с МГРП.

Таким образом, можно сделать вывод, что для рентабельной разработки краевых низкопроницаемых зон объекта ВК₁₋₃ месторождения К необходимо продолжать увеличивать длину горизонтального ствола, увеличивать количество проводимых ГРП, в качестве нагнетательных использовать ГС с МГРП.

Заключение

Основной объект ВК₁₋₃ месторождения К разрабатывается с 1992 года преимущественно наклонно-направленными скважинами, размещенными по обращенной семиточечной системе. Из-за низкой проницаемости и высокой расчленности пластов викуловской свиты все скважины эксплуатируются с ГРП, несмотря на то что залежи представлены обширными ВНЗ. Данные испытаний скважин и опытно-промышленная разработка показали, что без применения гидроразрыва на объекте ВК₁₋₃ невозможно обеспечить рентабельные промышленные притоки нефти. Повторные ГРП являются самым эффективным ГТМ на рассматриваемом объекте.

Дальнейшие перспективы добычи нефти на месторождении К связаны со смещением ковра бурения в краевые недонасыщенные районы с ухудшенными ФЕС, разработка, которых нерентабельна традиционными технологиями.

Для решения проблемы с 2013 года на объекте ВК₁₋₃ выполняются опытно-промышленные работы по испытанию скважин с горизонтальным окончанием. Испытаны различные системы заканчивания скважин и технологии проведения МГРП. С 2017 года тиражируется бурение скважин с горизонтальным окончанием длиной 600 м и технологией освоения Cup2Cup, в качестве нагнетательных применяются наклонно-направленные скважины, система разработки рядная. Данное решение было закреплено в действующем проектом документе.

Применение новой технологии позволяет дополнительно вовлечь в разработку часть запасов краевых зон, но при этом в целом опция бурения на объекте остается нерентабельной, что отмечено в действующем проектом документе на разработку месторождения К.

В связи с вышесказанным на сегодняшний день остается актуальной задача поиска оптимальной технологии разработки пластов викуловской свиты месторождения К. Учитывая накопленный опыт, очевидно, что эта технология должна основываться на применении горизонтальных скважин с МГРП: необходимо продолжать увеличивать длину горизонтального ствола, увеличивать количество проводимых ГРП, в качестве нагнетательных использовать ГС с МГРП.



Литература

1. Нефтегазовый комплекс России – 2017. Часть 1. Нефтяная промышленность – 2017: долгосрочные тенденции и современное состояние / Л.В. Эдер [и др.]; под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск : ИНГГ СО РАН, 2018. – 86 с.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Каменного ЛУ (западная часть). – Тюмень : ООО «ТННЦ», 2017. – Кн. 1–3.
3. Информационный отчёт департамента геологии и разработки месторождений Нягань «Разработка матрицы выбора типа заканчивания скважин на примере объекта ВК1-3 Красноленинского НГКМ». – Тюмень : ООО «ТННЦ», 2016. – С. 1–34.
4. Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТРИЗ в Западной Сибири на основе опыта Канадских месторождений-аналогов / В.Б. Карпов [и др.] // SPE-182572-RU.

References

1. Russias Oil and Gas Complex – 2017. Petroleum industry of Russia – 2017. Part 1. Petroleum industry – 2017: long-term trends and the current condition / L.V. Eder [et al.]; under edition of A.E. Kontorovich. – Novosibirsk : INGG SB RAS, 2018. – 86 p.
2. Supplement to the technological scheme of Krasnoleninsk oil-gas-condensate field development in the limits of Kamennoe LU (western part). – Tyumen : ООО TNNts, 2017. – Books 1–3.
3. Information report of the Department of Geology and Field Development of Nyagan «Development of Well Completion Type Selection Matrix on the example of facility VK1-3 of Krasnoleninsk OGCF». – Tyumen : ООО «TNNts», 2016. – P. 1–34.
4. Increase of development efficiency of a large TRIZ field in Western Siberia on the basis of experience of Canadian analogues / V.B. Karpov [et al.] // SPE-182572-RU.