

doi:10.25689/NP.2019.4.117-128

УДК 622.276.1/4.003

**ВЫБОР ПОДХОДОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОЙ
РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ТРИЗ НА ПРИМЕРЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПУРОВСКОГО РАЙОНА**

Красноборов С.В., Юшков А.Ю., Горланов А.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**SELECTION OF APPROACHES TO COST-EFFECTIVE
DEVELOPMENT OF UNCONVENTIONAL RESERVES BY EXAMPLE
OF OIL FIELDS IN PUROVSK REGION**

Krasnoborov S.V., Yushkov A.Yu., Gorlanov A.A.

LLC «Tyumen Petroleum Research Center»

E-mail: svkrasnoborov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье рассмотрены существующие проблемы разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в пластах, осложненных аномально высоким пластовым давлением на примере нефтяных объектов месторождения Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО), приведены геологические особенности низкопроницаемых нефтяных пластов Ач₂, ЮГ₂, ЮГ₄, приведен обзор выбора оптимальных подходов необходимых для рентабельной разработки данных объектов.

Ключевые слова: ТРИЗ, АВПД, рентабельность, оптимальный вариант разработки.

Abstract. The paper addresses the problems of development of unconventional hydrocarbon reserves in high-pressure formations. The examples are from oil fields in the Purovsk region of the Yamalo-Nenets Autonomous District. The paper presents geological characteristics of tight oil reservoirs Ach₂, YuG₂, YuG₄, and discusses the selection criteria for the best practices to ensure cost-effective development of oil fields.

Key words: unconventional hydrocarbons, abnormally high pressure, cost effectiveness, best production scenario.

Опыт разработки глубокозалегающих коллекторов с аномально высоким начальным пластовым давлением (АВПД) невелик во всем мире.

При этом интерес нефтяных компаний к разработке объектов данного типа с каждым годом возрастает.

Оценка разработки данных объектов характеризуется отрицательной экономической эффективностью, ввиду отсутствия приемлемых технологий.

В статье на примере нефтегазоконденсатного месторождения восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа рассмотрены подходы, при которых разработка залежей данного типа экономически рентабельна. При выполнении технико-экономической оценки использовались нормативы капитальных и эксплуатационных затрат, характерные для рассматриваемого района работ, с учетом действующего налогообложения [1].

Месторождение расположено в Пуровском районе ЯНАО, где сосредоточены значительные объемы нефти, содержащиеся в нефтяных пластах ачимовских – Ач₂ и юрских отложений - ЮГ₂, ЮГ₄.

В пределах месторождения выделяются 2 нефтяных объекта – Ач₂ и ЮГ₂+ЮГ₄ - мегионской и тюменской свит, соответственно. Объекты характеризуются высокой плотностью запасов нефти, аномально высоким пластовым давлением (АВПД) и низкими ФЕС (проницаемость менее 1 мД). Запасы нефти относятся к трудноизвлекаемым.

Залежи данных пластов характеризуются низкой степенью изученности.

Для снятия неопределенностей перед вводом объектов в эксплуатацию предлагается программа исследований, которая включает в себя испытание существующего разведочного фонда, бурение глубоких пилотных скважин с отбором кернового материала для оценки относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти, проведение расширенного комплекса геофизических (ГИС) и гидродинамических (ГДИ) исследований.

Краткая геолого-физическая характеристика пластов представлена в табл. 1.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика пластов НГКМ

Параметр	Пласт/Величина	
	Ач ₂	ЮГ ₂₋₄
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	14,9	5,5
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,25	0,22
Расчлененность, ед.	8	6
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	0,16	0,89
Пористость, доли ед.	0,13	0,13
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,61	0,64
К-т аномальности пластового давления, МПа	1,54	1,67

Объект Ач₂. Нефтяной объект ачимовского комплекса имеет линзовидное строение, подстилающая вода в пласте отсутствует. Пласт Ач₂ характеризуется высокой расчлененностью, низкой проницаемостью и АВПД.

Для объекта рассмотрены различные варианты разработки: на режиме истощения, с реализацией системы ППД на базе утвержденного варианта в проектно-техническом документе. В виду низкой проницаемости коллектора Ач₂, для получения промышленных притоков во всех скважинах необходимо выполнить гидроразрыв, либо многостадийный гидроразрыв пласта (ГРП/МГРП) в зависимости от типа скважины [3, 4].

По объекту Ач₂ предусмотрена льгота (Кп) на налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для ТРиЗ с коэффициентом - 0,4 [1].

Расчеты на фильтрационной модели, а также опыт разработки аналогов ачимовских отложений показывают, что вариант на истощение экономически эффективнее варианта с ППД [4]. Все расчеты выполнены на ПО RFD tNavigator [5] (Рис. 1).

Разработка объекта системой горизонтальных скважин характеризуется лучшими технико-экономическими показателями по

сравнению с системой наклонно-направленных скважин.

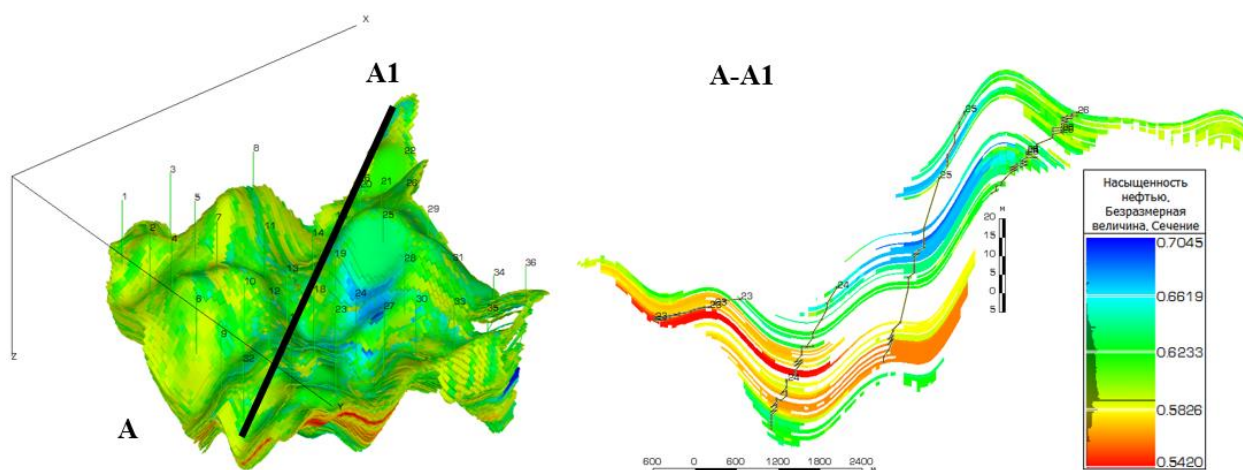


Рис. 1. Общий вид 3Д модели и разрез пласта Ач₂

Выполненная оценка длины горизонтального ствола в диапазоне 600 – 1200 м показала, что оптимальная длина горизонтального участка ствола составляет 1200 м (увеличение длины ограничено техническими возможностями).

Оценка оптимального межрядного расстояния в интервале 600 - 1200 м показывает, что оптимальное межрядное расстояние составляет 1000 м (увеличение расстояния ведет к значительному снижению КИН). При этом с меньшим межрядным расстоянием и, соответственно, увеличением количества скважин - прирост КИН минимален.

На рис. 2 приведена динамика изменения КИН и NPV в зависимости от количества скважин.

По результатам расчётов, при непрерывной динамике ввода фонда скважин, наблюдается отрицательный экономический эффект. Для достижения положительного экономического эффекта был рассмотрен вариант первоочередного ввода скважин в высокопродуктивных зонах (участок опытно-промышленных работ - ОПР) с “отложенным вводом” остального фонда в зонах ухудшенных эффективных толщин. Выбранный участок ОПР представлен на рис. 3.

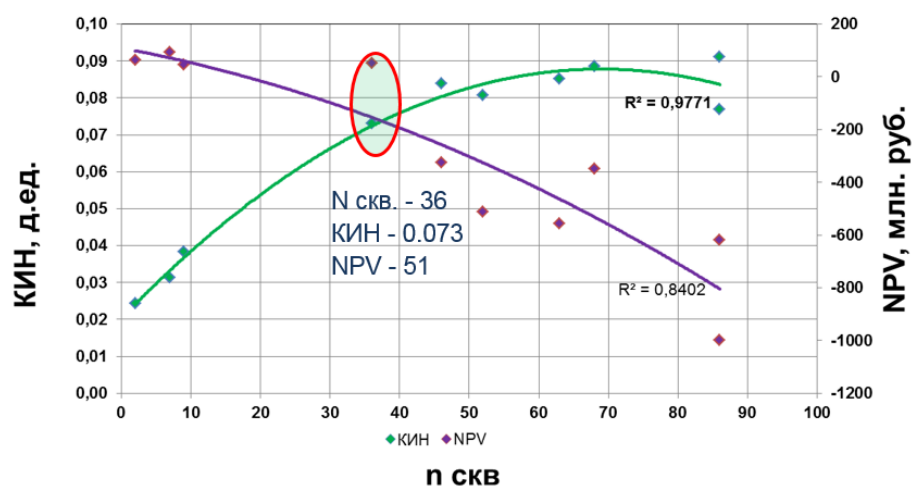


Рис. 2. Динамика изменения КИН и NPV в зависимости от количества скважин

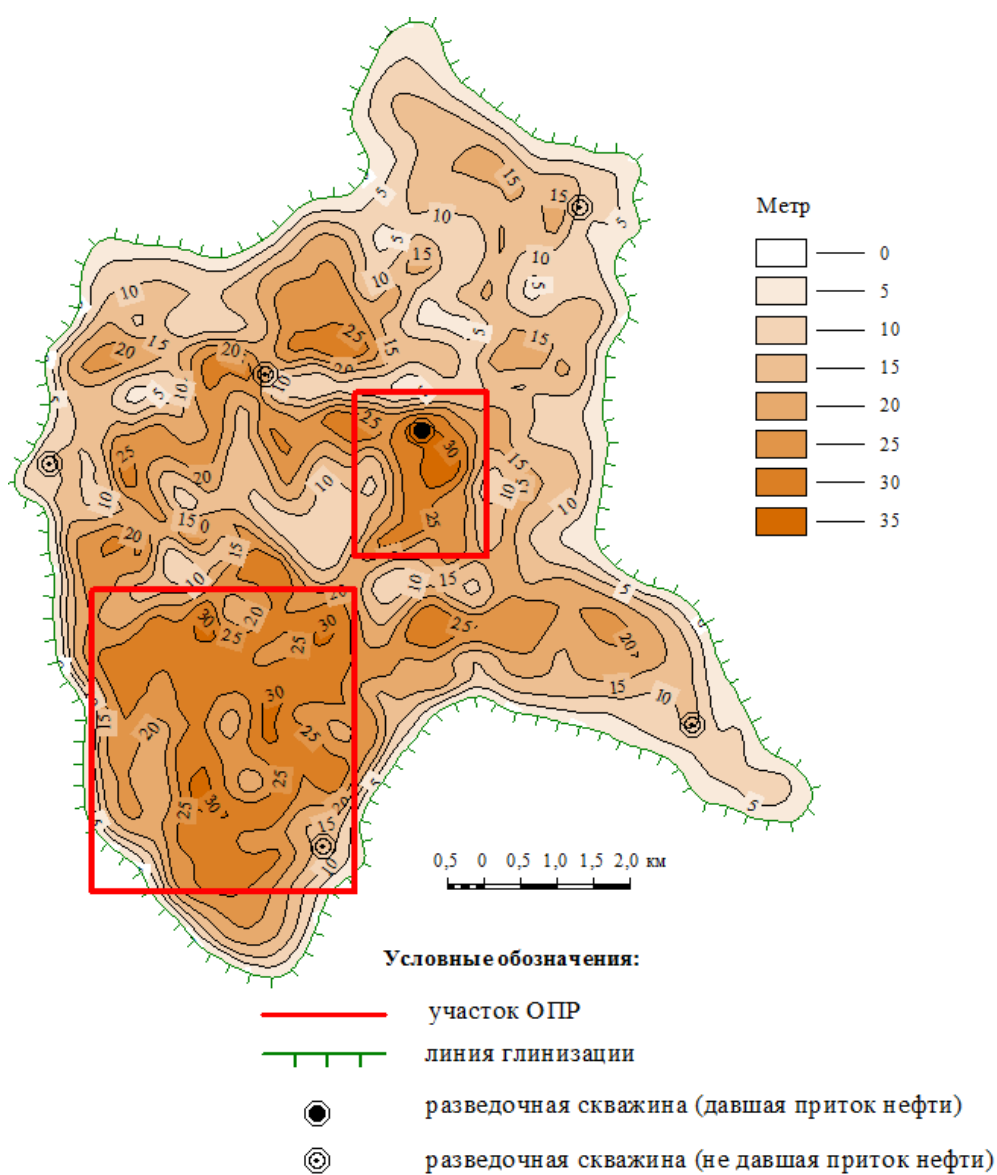


Рис. 3. Выделенные участки ОПР на карте эффективных газонасыщенных толщин пласта Ач₂

Далее была проведена оценка оптимального количества скважин на участке ОПР. Рассчитаны варианты с 1, 3, 5, 9, 12 скважинами на участке, в результате оптимальное количество скважин составило 9 ед. (Рис. 4). Скважины работают на предельно-допустимом забойном давлении 65 атм, значение которого принято из расчета по аналитическим методикам в зависимости от максимально допустимого соотношения газ/нефть на приеме электроцентробежного насоса (ЭЦН), для работы которого соотношение должно составлять 85/15.

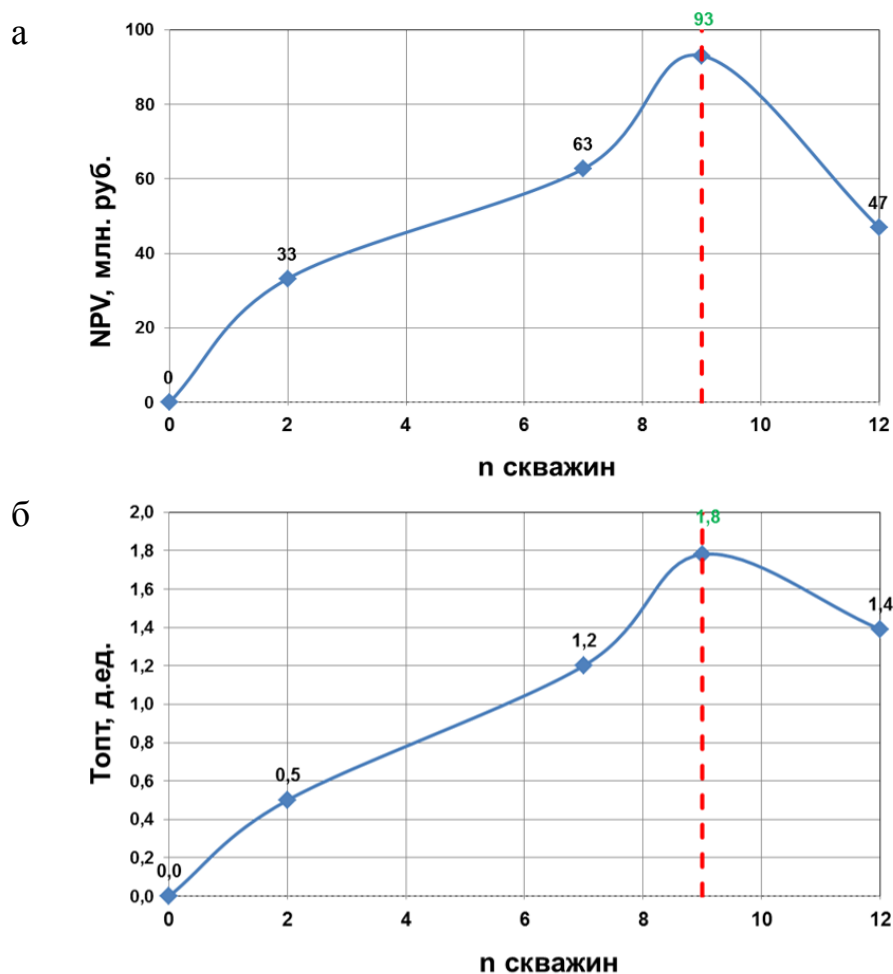


Рис. 4. Оценка оптимального количества скважина по участку ОПР за весь проектный период от NPV (а), Топт (б)

Следующим шагом была оценка оптимального времени “отложенного ввода” остального фонда скважин. Для этого были проведены расчёты с отложенным вводом в диапазоне от 5 до 30 лет.

На графике зависимости NPV от времени “отложенного ввода” скважин (Рис. 5) видно, что время ввода остального фонда скважин, при котором проект будет иметь положительный NPV, составляет более 10 лет.

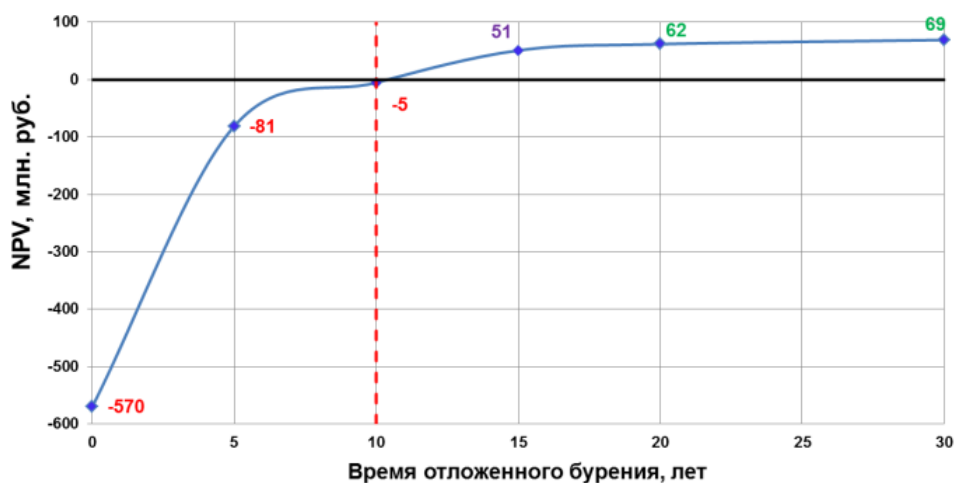


Рис. 5. Оценка времени отложенного ввода от NPV

Для того, чтобы дополнительно оценить динамику ввода скважин в разработку, рассмотрен интегральный параметр $Toпт$, который одновременно учитывает нормированные показатели чистого дисконтированного дохода недропользователя и нормированные коэффициенты извлечения нефти. Как видно на рис. 6, с увеличением времени “отложенного ввода” скважин свыше 15 лет - $Toпт$ начинает снижаться, при этом существенного роста NPV не наблюдается.

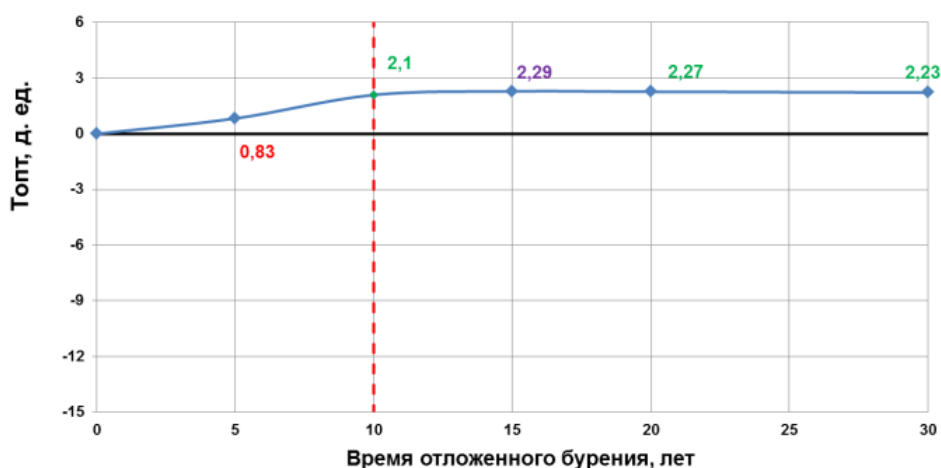


Рис. 6. Оценка времени отложенного ввода от $Toпт$

Таким образом, оптимальным вариантом разработки объекта Ач₂ с

точки зрения экономической эффективности является разработка сеткой горизонтальных скважин с длиной 1200 м и расстояние между скважинами – 1000 м, с первоочередной разработкой высокопродуктивных зон и "отложенным вводом" остального фонда на 15 лет. Во всех скважинах предусмотрен МГРП при вводе.

Объект ЮГ₂₋₄. Юрские отложения рассматриваемого месторождения состоят из двух продуктивных пластов ЮГ₂ и ЮГ₄, объединенные в единый объект разработки. Часть запасов нефти сосредоточена в водонефтяных зонах, объект литологически экранирован и осложнен тектоническими нарушениями.

Алгоритм выбора оптимального варианта разработки объекта аналогичен с подходом, реализованным при оценке разработки объекта Ач₂.

В виду низкой проницаемости коллектора ЮГ₂₋₄, для получения промышленных притоков по всем скважинам при вводе предусмотрено ГРП/МГРП [3].

Технологические расчеты производились на фильтрационной модели пластов ЮГ₂₋₄, выполненной в ПО RFD tNavigator (Рис. 7).

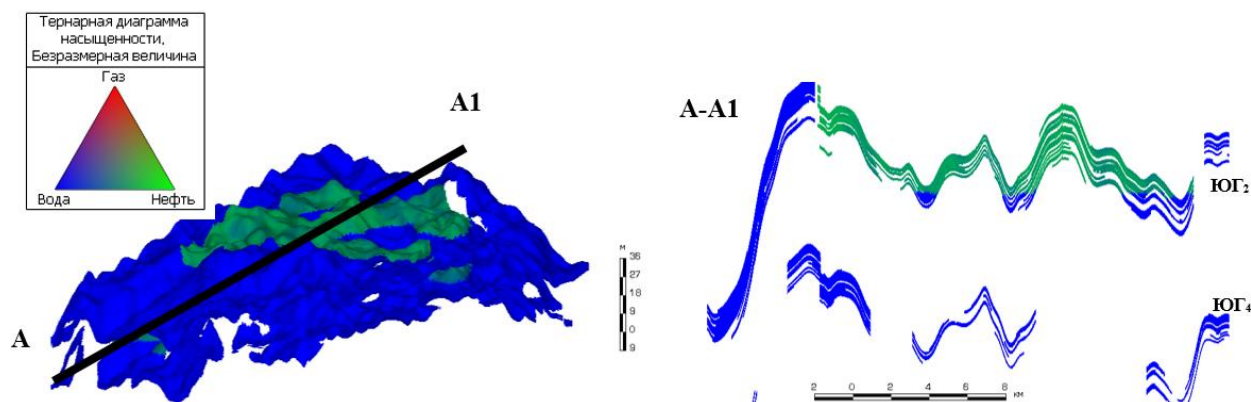


Рис. 7. Общий вид 3Д модели и разрез пластов ЮГ₂, ЮГ₄

Варианты разработки системой горизонтальных скважин характеризуется лучшими технико-экономическими показателями по

сравнению с системой наклонно-направленных скважин.

Скважины работают на предельно-допустимом забойном давлении 46 атм, значение принято из расчета по аналитическим методикам исходя из максимально допустимого соотношения газ/нефть на приеме электроцентробежного насоса (ЭЦН), которое составляет 85/15.

Оценка длины горизонтального участка ствола для добывающих и нагнетательных скважин в интервале 300 - 1200 м показала, что оптимальная длина для добывающей скважины составляет 1200 м и для нагнетательной – 600 м.

Проведена оценка вариантов с межрядным расстоянием 800-1000 м. Увеличение межрядного расстояния свыше 800 м негативно сказывается на показателях разработки проекта. Оптимальное межрядное расстояние – 800 м.

Рассмотрены варианты с различной динамикой ввода скважин (Рис. 8). По результатам расчетов наблюдается обратная картина в сравнении с разработкой ачимовских отложений. Рекомендуется первоочередной ввод высокодебитных скважин с последующим вводом остального фонда без перерыва в бурении, в виду более высокой льготы на НДС для ЮГ₂₋₄ (Кп- 0,2) по сравнению с Ач₂ (Кп- 0,4) [1].

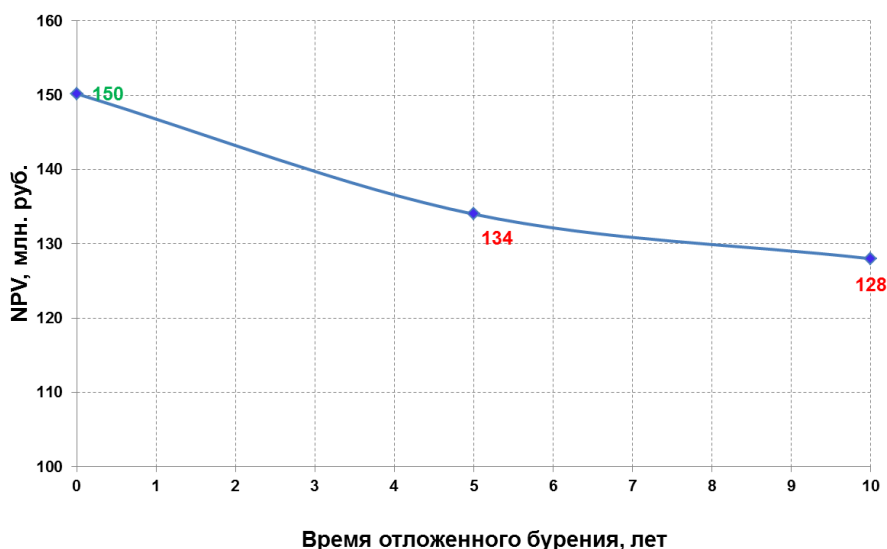


Рис. 8. Оценка времени отложенного ввода

На рис. 9 приведена динамика изменения КИН и NPV в зависимости от количества скважин, где показано, что значительное увеличение плотности сетки скважин оказывает минимальное влияние на рост КИН, но при этом значение NPV резко отрицательное.

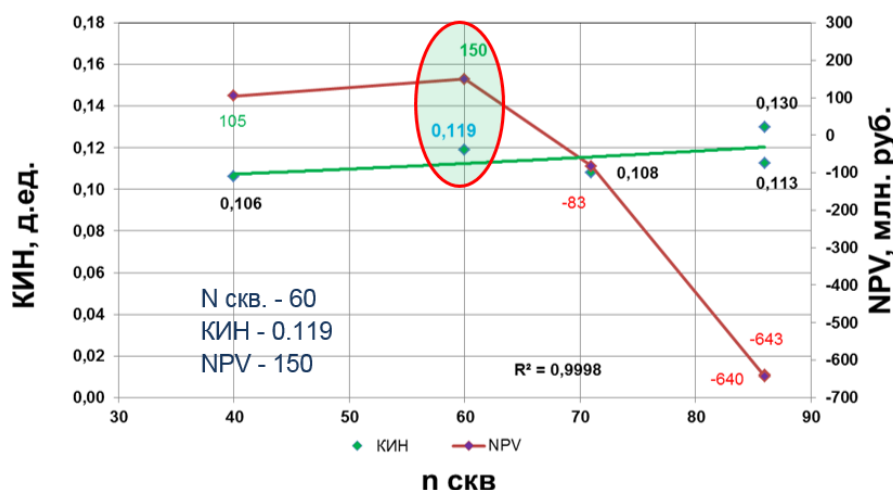


Рис. 9. Динамика изменения КИН и NPV в зависимости от количества скважин

На рис. 10 показано сравнение динамики Топт и NPV от количества скважин, с увеличением количества скважин свыше 60, Топт отсутствует.

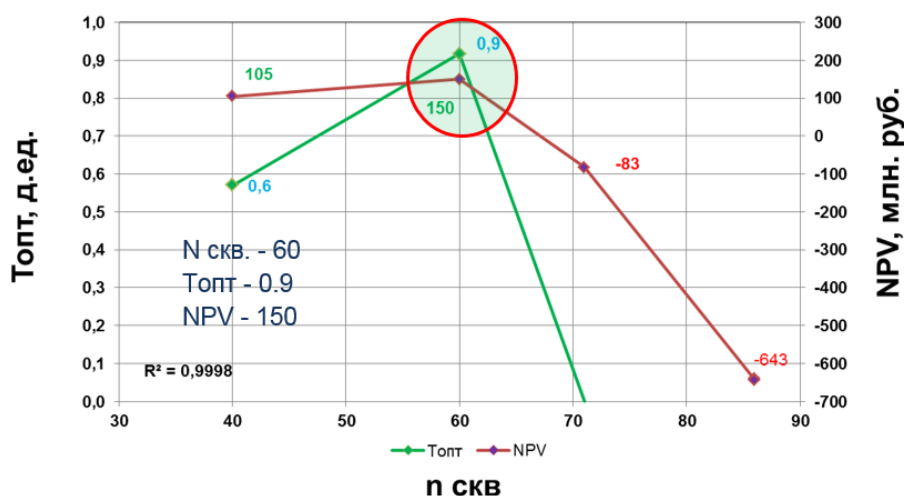


Рис. 10. Динамика изменения КИН и NPV в зависимости от количества скважин

Таким образом, оптимальным вариантом с точки зрения достижения максимального экономического эффекта является разработка объекта сеткой добывающих ГС 1200 м с межрядным расстоянием 800 м и с реализацией системы ППД - ГС 600 м. Нагнетательные скважины вводятся с отработкой на нефть. Во всех скважинах предусмотрен МГРП при вводе [3].

Нефтяные пласты рассмотренного месторождения характеризуются высоким потенциалом ожидаемой добычи, при этом подход к разработке каждого объекта индивидуален.

При этом для ввода объектов в разработку потребуются значительные инвестиции для проведения программы исследований и опытно-промышленных работ с целью снижения неопределённостей ФЕС, продуктивных характеристик пласта, для отработки технологий добычи УВС в условиях ТРиЗ и АВПД.

Список литературы

1. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 29.12.2017), статья 342.2.
2. Методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений УВС. Распоряжение Минприроды России №12-р от 18.05.2016.
3. А. Аблаев, Д. Зайченко, С. Тютиков, А. Инюшина, А. Конченко. Технологии для заканчивания и многостадийного ГРП для сложных горизонтальных скважин с АВПД Ачимовских отложений Уренгойского месторождения. SPE-171277-RU. С. 8-10.
4. М.Г. Ненасева, М.В. Окунев, Н.В. Слета, А.А. Тимиргалин, В.В. Жуков, Д.А. Гаренских, Г.В. Волко, О.А. Приклонский. Лучшие практики и подходы к тиражированию технологий разработки Ачимовской толщи. SPE-191473-18RPTC-RU. С.13.
5. Техническое руководство tNavigator.

References

1. Tax Code of Russian Federation (Part 2) as of August 5, 2000, No. 117-ФЗ (edited on December 29, 2017), Article 342.2. (in Russian)
2. Guide manual on preparation of hydrocarbon detailed development plans. Order of RF Ministry of Natural Resources No.12-p as of May 18, 2016. (in Russian)
3. A. Ablae, D. Zaichenko, S. Tyutikov, A. Inyushina, A. Konchenko *Tekhnologii dlya zakanchivaniya i mnogostadijnogo GRP dlya slozhnyh gorizontalnyh skvazhin s AVPD Achimovskih otlozhenij Urengojnskogo mestorozhdeniya* [Best practice of horizontal well construction operations for the challenging high-pressure Achimov formation-Urengoiskeye field] SPE-171277-RU. pp. 8-10
4. M.G. Nenasheva, M.V. Okunev, N.V. Sleta, A.A. Timirgalin, V.V. Zhukov, D.A. Garenskikh, G.V. Volko, O.A. Priklonsky. *Luchshie praktiki i podhody k tirazhirovaniyu tekhnologij razrabotki Achimovskoj tolshchi* [The best practices and approaches for replication of Achimov formation development technologies] SPE-191473-18RPTC-RU. p.13. (in Russian)
5. Technical manual tNavigator. (in Russian)

Сведения об авторах

Красноборов Сергей Васильевич, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень, Российская Федерация
E-mail: svkrasnoborov@tnnc.rosneft.ru

Юшков Антон Юрьевич, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень,
Российская Федерация
E-mail: ayyushkov@tnnc.rosneft.ru

Горланов Алексей Анатольевич, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
г. Тюмень, Российская Федерация
E-mail: aagorlanov@tnnc.rosneft.ru

Authors

Krasnoborov S.V., LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation
E-mail: svkrasnoborov@tnnc.rosneft.ru

Yushkov A.Yu., LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation
E-mail: ayyushkov@tnnc.rosneft.ru

Gorlanov A.A., LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation
E-mail: aagorlanov@tnnc.rosneft.ru

Красноборов Сергей Васильевич
625002, Российская Федерация
г. Тюмень, ул. Осипенко 79/1
Тел.: +7 (3452) 52-90-90 вн. 0385
E-mail: svkrasnoborov@tnnc.rosneft.ru