

Оптимизация способов заканчивания скважин для низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса

Выломов Д.Д.¹, Шульгин П.А.², Снохин А.А.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия,

²ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Сформирован комплексный подход по обоснованию конструкций проектных газовых скважин, учитывающий накопленный опыт по формированию стратегии и технологии разработки туронского яруса. Создана матрица решений по выбору оптимального способа заканчивания скважин в зависимости от насыщения (чисто газовая и водогазовая зоны) и фильтрационно-емкостных свойств (в частности Kh). Разработана экспресс-оценка по выбору способа заканчивания скважин для слабоизученных и неразбуренных зон.

Материалы и методы

Путем формирования и проведения множества расчетов на секторных гидродинамических моделях в зависимости от насыщения (чисто газовая и водогазовая зоны) и фильтрационно-емкостных свойств (в частности Kh) для каждой из типовых зон продуктивного пласта рекомендованы индивидуальные конструкции скважин,

количество стадий гидроразрыва пласта и тоннаж проппанта согласно созданной матрице выбора решений.

Ключевые слова

туронский ярус, зоны насыщения пласта, зоны проводимости пласта, секторные гидродинамические модели, способы заканчивания скважин

Для цитирования

Выломов Д.Д., Шульгин П.А., Снохин А.А. Оптимизация способов заканчивания скважин для низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 48–52. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-48-52

Поступила в редакцию: 20.04.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.279 | Original Paper

Optimization of the well completion methods for low permeability gas reservoir turonian

Vylomov D.D.¹, Shulgin P.A.², Snohin A.A.²

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia,

²“Kynsko-Chaselskoe neftegaz” LLC, Tyumen, Russia

ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Abstract

An integrated approach has been formed to justify the designs of planned gas wells, taking into account the accumulated experience in the formation of a strategy and technology for the development of the turonian stage. A decision matrix has been created for choosing the optimal well completion method depending on saturation (pure gas and water gas zones) and reservoir properties (in particular Kh). An express assessment has been developed for choosing a well completion method for poorly explored and undrilled zones.

Materials and methods

By forming and performing many calculations on sector hydrodynamic models depending on saturation (pure gas and water gas zones) and reservoir properties (in particular Kh), individual well designs, the number of stages of hydraulic fracturing and tonnage proppant are

recommended for each of the typical zones of the productive formation according to the created decision matrix.

Keywords

turonian stage, reservoir saturation zones, reservoir conduction zones, sector hydrodynamic models, well completion methods

For citation

Vylomov D.D., Shulgin P.A., Snohin A.A. Optimization of the well completion methods for low permeability gas reservoir turonian. Exposition Oil Gas, 2022, issue 3, P. 48–52. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-3-48-52

Received: 20.04.2022

Введение

Рассмотрим терригенные верхнемеловые отложения туронского яруса на примере одного из нефтегазоконденсатных месторождений Красноселькупского района Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). По размеру запасов месторождение классифицируется как крупное, в разработку не введено (greenfield). На месторождении запроектировано расположение кустовых площадок и утверждены проектные уровни

добычи газа с учетом синергии всех объектов разработки. В связи с этим авторами настоящей статьи рассмотрена возможность оптимизации разработки именно в части технологии (конструкции скважин).

Ресурсы газовых залежей турона относят к категории трудноизвлекаемых, они характеризуются наличием значительной неоднородности, низкими продуктивными характеристиками скважин, ухудшенными фильтрационно-емкостными

и коллекторскими свойствами пластов [1].

В части подбора технологии рентабельного вовлечения запасов в разработку в условиях низкой проницаемости и плохой связности коллекторов важную роль играет выбранная траектория скважины, количество стадий гидроразрыва пласта (ГРП), объем закачиваемого проппанта и параметры дизайна гидравлического разрыва пласта [2].

С учетом накопленного опыта по месторождениям-аналогам, согласно

обоснованным ранее проектным решениям на туронский объект запланировано бурение горизонтальных скважин (ГС) длиной 800 м с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) (3 стадии). Однако, в отличие от пластово-сводовой залежи туронского яруса месторождения-аналога 1, туронский объект исследуемого месторождения представлен двумя пластами: T_1 и T_2 , отделенными друг от друга тонкой глинистой перемычкой. Кроме того, пласт T_2 повсеместно подстилается подвижной подошвенной водой, и возникает неопределенность в объеме проппанта с целью не прорыва трещины гидроразрыва в воду.

Ввиду выявленных отличий тиражирования проектных решений с месторождения-аналога в чистом виде нецелесообразно и необходимо формирование нового подхода, направленного на оптимизацию существующих решений для условий низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса рассматриваемого месторождения.

Обоснование оптимального варианта разработки. Лучшие практики

При подготовке любого нефтегазоконденсатного месторождения к запуску необходимо формирование стратегии и технологии разработки. Под стратегией понимается система разработки, темп ввода отдельных участков залежи и срок ввода дожимных компрессорных станций (ДКС). Под технологией — типы заканчивания скважин, а также планируемые геолого-технические мероприятия (ГТМ).

В настоящее время в отрасли не существует единой методологии поиска оптимального варианта разработки газовых и газоконденсатных залежей. В зависимости от поставленных целей, ограничений по времени и технологических возможностей можно выделить несколько подходов к поиску оптимального варианта разработки: подход «Проектного документа», бессистемный набор вариантов, системный перебор вариантов, алгоритмы оптимизационного поиска и расширенные авторские подходы [3].

Стоит отметить предлагаемый подход по выбору оптимального варианта разработки газовых и газоконденсатных объектов на основе теории укрупненной скважины, описанный авторами статьи [3]. С помощью него определены зоны размещения проектных скважин, а также темпы отбора газа, описанные в источнике [4].

Альтернативный подход поиска оптимума описан в работе [5]. Предлагаемый алгоритм позволяет найти локальный (при большом количестве итерации — глобальный) оптимум (рекомендуемый вариант) намного быстрее, чем системный перебор вариантов и известный метод оптимизации — «рой частиц» [6].

При учете всего описанного выше авторами настоящей статьи сформирован собственный методологический подход по обоснованию оптимального способа заканчивания скважин, учитывающий сильные стороны альтернативных подходов и при этом имеющий ряд преимуществ над ними:

- рассмотрение в отдельном ключе чисто газовой (ЧГЗ) и водогазовой (ВГЗ) зон;
- выделение как в ЧГЗ, так и в ВГЗ характерных зон проводимости пласта (Kh) и обоснование оптимальных способов заканчивания для каждой из них (разбивка Kh как по K, так и по h);
- расширение диапазонов варьирования Kh, расстояния между портами ГРП ($L_{ГРП}$)

и длин горизонтальных участков скважин ($L_{ГЗ}$);

- учет и варьирование тоннажа проппанта для зон Kh, в зависимости от эффективных газонасыщенных толщин ($h_{эфф.г.н.}$) (рис. 1).

Необходимо отметить, что логическим итогом настоящей работы будет являться матрица решений по выбору оптимальных конструкций скважин в зависимости от насыщения (ЧГЗ и ВГЗ) и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) (в частности Kh). Кроме того, будет предпринята попытка формирования некоторой функции F для проведения экспресс-оценки типов заканчивания в слабоизученных и неразбуренных зонах пласта.

Существующие проектные решения

Месторождение-аналог 1 находится на стадии опытно-промышленной разработки (ОПР). Эволюция проектных решений последних лет прослеживается в работах [7–10]. Согласно актуальным проектным решениям рекомендуемый способ заканчивания — ГС 800 м + 3–4 стадии ГРП по 150–200 т проппанта/стадии.

Месторождение-аналог 2 в свою очередь уже введено в полномасштабную разработку (ПМР). Результаты проведенных на месторождении мероприятий частично освещены в работе [7], где наиболее предпочтительный способ заканчивания для условий турона — ГС с МГРП.

Текущая рекомендуемая конструкция скважин туронского объекта на рассматриваемом месторождении обоснована в работе [4] и является единой для всей площади простираения залежи. Отмеченная конструкция (ГС 800 м + 3 стадии ГРП) согласуется с проектными решениями на туронский объект по месторождениям-аналогам.

Секторные гидродинамические модели

Драйвером реализации авторской логики являются численные расчеты секторных гидродинамических моделей (СГДМ). Под СГДМ понимается синтетическая усредненная модель продуктивного пласта, сохраняющая исходное распределение песчаности, расчлененности и ФЕС из геологической модели (ГМ) (рис. 2).

С целью формирования базового пула СГДМ на основе распределения Kh в ГМ произведена разбивка ЧГЗ и ВГЗ на характерные зоны проводимости. Для каждой из зон рассчитаны средние эффективные проницаемости ($K_{эфф.}$) и средние эффективные газонасыщенные толщины ($h_{эфф.г.н.}$).

Для ЧГЗ туронского объекта рассматриваемого месторождения практически отсутствует изменчивость $h_{эфф.г.н.}$ по площади при варьировании Kh, что свидетельствует об изменчивости только параметра проницаемости — создано 3 СГДМ (рис. 3).

В отличие от ЧГЗ для ВГЗ присутствует изменчивость по площади как по толщинам, так и по проницаемости — создано 4 СГДМ (рис. 4).

Следующим шагом произведена настройка СГДМ на технологические показатели разработки из авторской ГМ (АГДМ). Основные инструменты настройки — размер сектора (величина начальных геологических запасов) и проницаемость продуктивного пласта. В качестве критерия успешности выбран комплексный параметр P/z — отношение величины пластового давления к коэффициенту сверхсжимаемости газа. Данный параметр характеризует тренд падения пластового давления в процессе отбора газа из залежи.

В первую очередь были настроены СГДМ для зон Kh 55–145 мДжм в ЧГЗ и ВГЗ, т.к. именно в эти зоны попадает большинство проектных скважин (рис. 5).

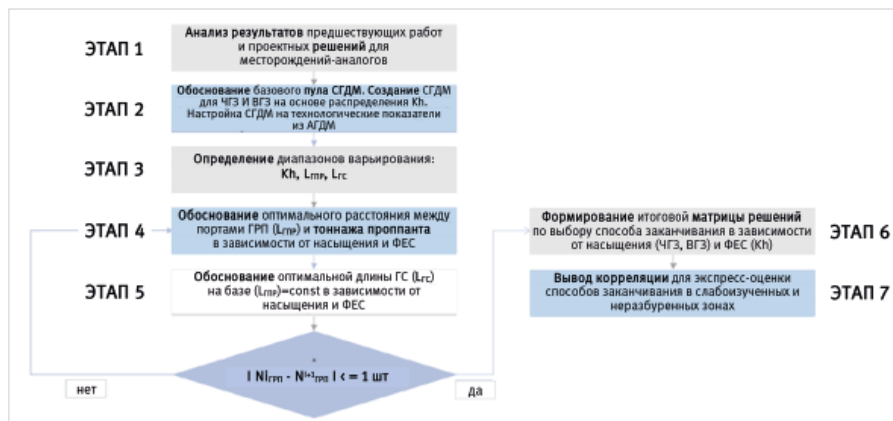


Рис. 1. Блок-схема авторского подхода

Fig. 1. Block diagram of the author's approach

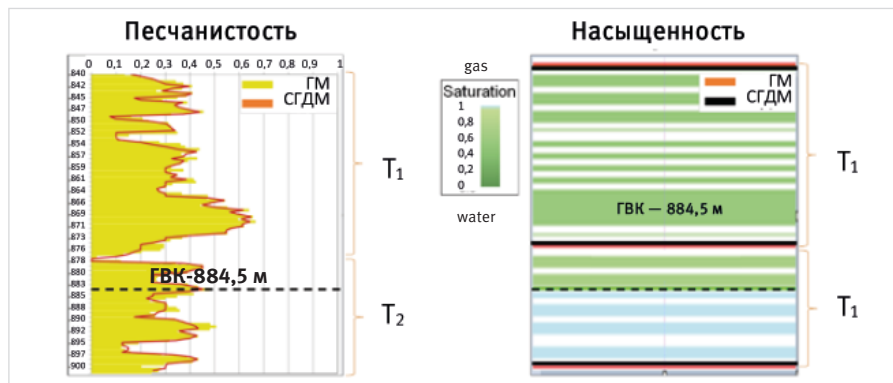


Рис. 2. Воспроизведение ФЕС из ГМ в СГДМ

Fig. 2. Reproduction reservoir properties from GM in SHDM

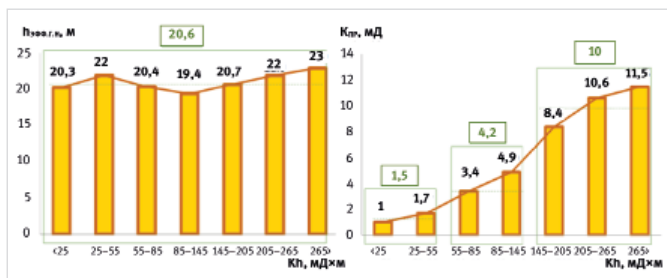


Рис. 3. Гистограмма средних $h_{\text{ЭФФ.Г.Н.}}$ и $K_{\text{ЭФФ.}}$ для диапазонов Kh в пределах ЧГЗ

Fig. 3. Histogram of average $h_{\text{EFF.G.S.}}$ and K_{EFF} for Kh ranges within pure gas zone

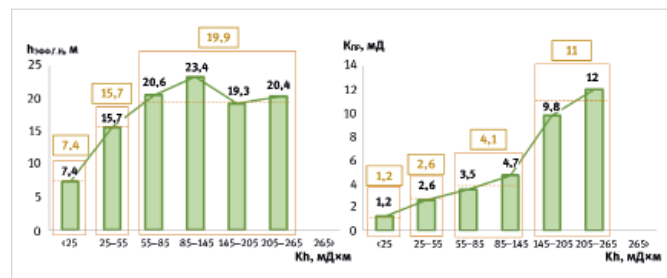


Рис. 4. Гистограмма средних $h_{\text{ЭФФ.Г.Н.}}$ и $K_{\text{ЭФФ.}}$ для диапазонов Kh в пределах ВГЗ

Fig. 4. Histogram of average $h_{\text{EFF.G.S.}}$ and K_{EFF} for Kh ranges within water gas zone

Полученные результаты свидетельствуют о том, что тренд падения пластового давления при выработке запасов в СГДМ (линия оранжевого цвета) лежит в центре диапазона кривых, характеризующих аналогичный процесс для проектных скважин в АГДМ. Данный факт подтверждает требуемую точность настройки СГДМ и позволяет рекомендовать их в качестве основы для обоснования конструкций скважин.

Диапазоны варьирования

С учетом существующих проектных решений для скважин на месторождениях-аналогах (минимальные и максимальные значения $L_{\text{ГРП}}$ и $N_{\text{ГРП}}$) [9, 11] установлены рекомендуемые шаги вариации оптимизируемых параметров (табл. 1).

Обоснование оптимального $L_{\text{ГРП}}$ и тоннажа проппанта

На основе имеющихся исследований и учета фактических промысловых данных результатов ГРП на месторождениях-аналогах подготовлена геомеханическая модель объекта турон рассматриваемого месторождения. Далее проведены расчеты с варьированием тоннажа проппанта в зависимости от $h_{\text{ЭФФ.Г.Н.}}$ (ЧГЗ, ВГЗ) с целью работы только в пласте T_1 без подключения T_2 (для исключения возможности приобщения нижних водонасыщенных пропластков). Таким образом, для ЧГЗ рекомендован ГРП 30 т/порт; для ВГЗ $Kh < 25$ мДжм проведение ГРП не рекомендовано; для ВГЗ $25 < Kh < 55$ мДжм 10 т/порт; для ВГЗ $55 < Kh < 265$ мДжм 20 т/порт (рис. 6).

На базе постоянной длины ГС (800 м) оценены различные варианты расположения портов ГРП в зависимости от шага варьирования между ними (50 м). По ходу расчетов отсеяны варианты с одинаковым расстоянием между портами при меньших расходах между ними (например, 300 и 350 м для трех портов), так как при сближении трещин возникает интерференция, характеризующаяся снижением экономической эффективности.

В результате варьирования расстояния между портами ГРП для зон Kh в ЧГЗ проведена экономическая оценка по параметрам NPV (Net present value — чистая приведенная стоимость) и Pi (Profitability Index — индекс доходности) (рис. 7). Рекомендуемое расстояние между портами ГРП составило: для $Kh > 145$ мДжм $L_{\text{ГРП}} = 450$ м (2 стадии), $55 < Kh < 145$ мДжм $L_{\text{ГРП}} = 400$ м (3 стадии) и $Kh < 55$ мДжм $L_{\text{ГРП}} = 250$ м (4 стадии).

В аналогичном ключе выполнено варьирование и для ВГЗ. Рекомендуемое расстояние между портами ГРП составило: для $Kh > 145$ мДжм $L_{\text{ГРП}} = 450$ м (2 стадии), $55 < Kh < 145$ мДжм $L_{\text{ГРП}} = 400$ м (3 стадии) и $Kh < 55$ мДжм $L_{\text{ГРП}} = 200$ м (5 стадий).

В результате ТЭО оптимального $L_{\text{ГРП}}$

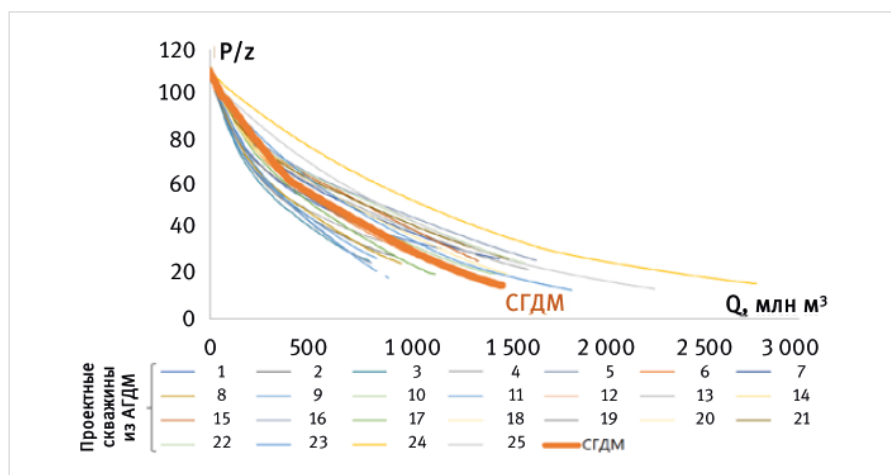


Рис. 5. Сходимость динамики пластового давления в СГДМ и АГДМ (ЧГЗ)

Fig. 5. Convergence of reservoir pressure dynamics in SHDM and AGDM (pure gas zone)

Табл. 1. Диапазоны варьирования
Tab. 1. Ranges of variation

Параметр	ЧГЗ			ВГЗ			Количество расчетов: ЧГЗ/ВГЗ/всего
	Диапазон изменения, шаг варьирования						
	min	max	step	min	max	step	
Kh, мД×м	15	300	15–55; 55–145; 145–300	0,2	265	0,2–25; 25–55; 55–145; 145–265	3/4/7
L _{ГРП} , м	50	500	50	50	500	50	30/40/70
L _{ТС} , м	250	2 000	зависит от L _{ГРП}	200	2 000	зависит от L _{ГРП}	141/174/315

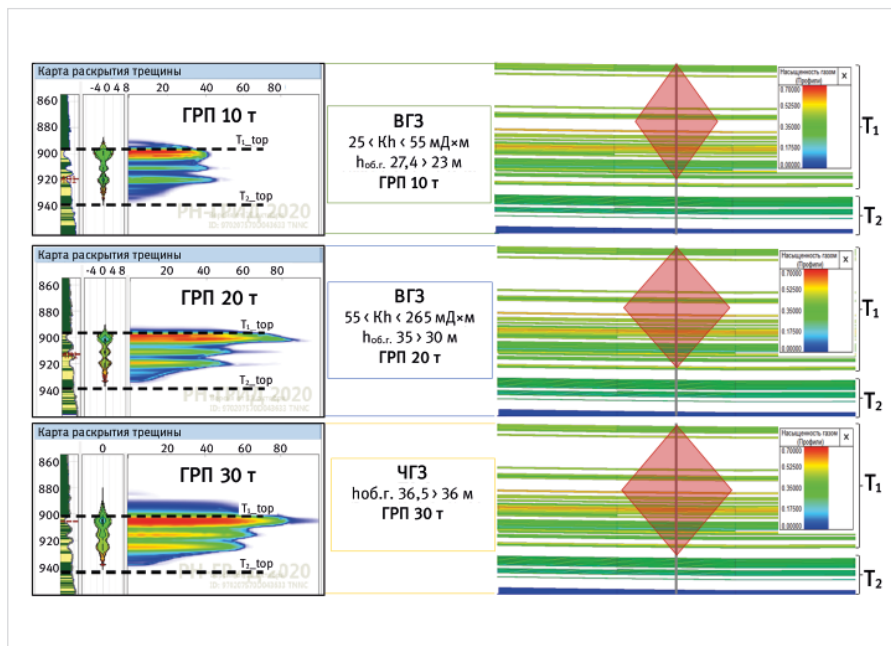


Рис. 6. Тоннаж проппанта в зависимости от $h_{\text{ЭФФ.Г.Н.}}$

Fig. 6. Proppant tonnage depending on $h_{\text{EFF.G.S.}}$

и тоннажа проппанта для каждой зоны проводимости в ЧГЗ и ВГЗ выявлена необходимость в увеличении количества портов ГРП при снижении ФЕС (Kh).

Обоснование оптимальной $L_{ГРП}$

Проверка устойчивости

Последовательность поиска оптимальной $L_{ГРП}$ на основе результатов Этапа 4 представлена ниже (на примере зоны ЧГЗ с $55 < Kh < 145$ мД×м):

- согласно результатам Этапа 4 рекомендуемое $L_{ГРП} = 400$ м. В связи с этим подготовлены и рассчитаны варианты с длинами ГС от 400–2 000 м (шаг варьирования $L_{ГРП} = 400$ м, $N_{ГРП} = 1$ порт);
- по итогу установлено, что оптимальная $L_{ГРП} = 400$ м с 2 портами ГРП;
- проведена проверка устойчивости полученного решения: рассчитан вариант +/-1 порт ГРП на рекомендуемую длину ГС. Оптимальность обоснованного шагом ранее решения подтверждена, т.к. при незначительном снижении значения NPV (-0,2 %) относительно варианта $L_{ГРП} = 400$ м + 3 ГРП значительно возрастает величина P_i (+3,3 %) (рис. 8).

В аналогичном ключе обоснованы оптимальные конструкции для всех остальных зон проводимости в ЧГЗ и ВГЗ.

Итоговая матрица решений

Финальным итогом проведенных расчетов стало сведение накопленных решений в единую матрицу (табл. 2).

Сформированная матрица решений позволяет выбирать оптимальные конструкции скважин ($L_{ГРП}$, $L_{ГРП}/N_{ГРП}$ и тоннаж проппанта) в зависимости от насыщенности (ЧГЗ и ВГЗ) и ФЕС (в частности Kh) для туронских пластов.

Экспресс-оценка способов заканчивания

Дополнительно авторами предпринята попытка поиска комплексного параметра вскрытия F , который будет зависеть от ФЕС пласта и параметров трещин ГРП и позволит проводить экспресс-оценку по типам заканчивания на основе накопленной базы аналогов:

$$F(Kh, ГРП) = Kh \times \left(X_f \times \frac{h}{2} \times w_f \right) / 1000, \quad (1)$$

где Kh — проводимость пласта, мД×м; X_f — полудлина трещины ГРП, м; h — высота трещины ГРП, м; w_f — ширина трещины, мм.

После формирования функции F построены ее корреляции с $L_{ГРП}$ и $N_{ГРП}$ (рис. 9).

Выведенные зависимости характераются высоким коэффициентом детерминации ($R^2 > 0,94$), что делает возможным их использование для оперативной оценки способа заканчивания новых скважин в слабоизученных и неразбуренных зонах.

Итоги

Создана авторская матрица решений по выбору оптимального способа заканчивания скважин в зависимости от насыщенности (ЧГЗ и ВГЗ) и ФЕС (в частности Kh) для объекта турон одного из нефтегазоконденсатных месторождений юго-востока ЯНАО. Разработана и рекомендована экспресс-оценка по выбору способа заканчивания скважин для слабоизученных и неразбуренных зон.

Выводы

Полученные в ходе формирования матрицы решений ($L_{ГРП}$, тоннаж проппанта и $L_{ГРП}$) выводы закономерны и заключаются

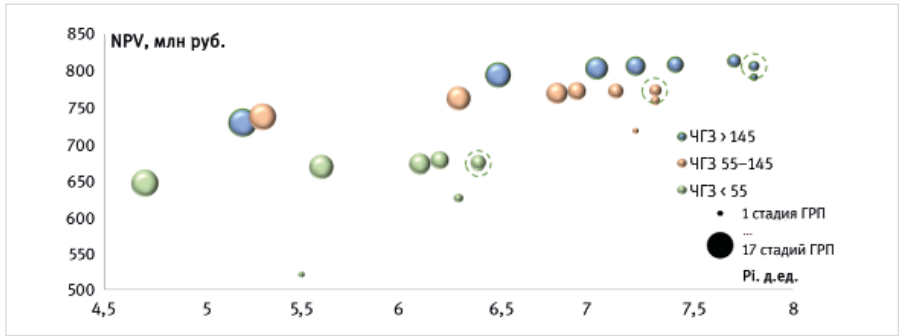


Рис. 7. Техничко-экономические обоснования $L_{ГРП}$ в ЧГЗ в зависимости от Kh
Fig. 7. Technical and economic justification LHF in pure gas zone depending on Kh

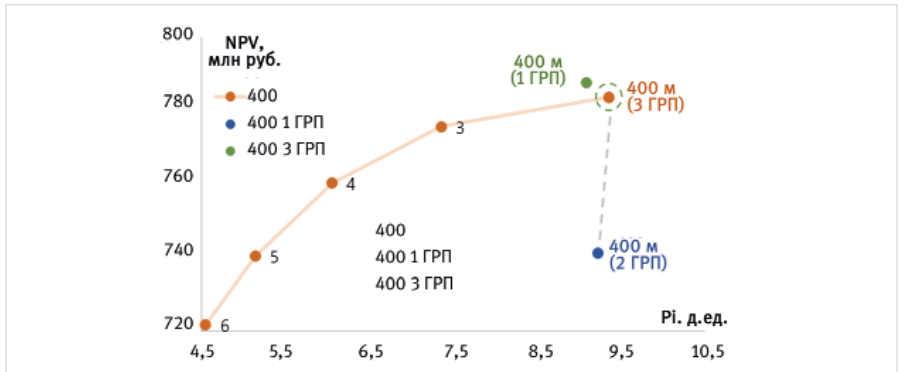


Рис. 8. Техничко-экономические обоснования $L_{ГРП}$ для $55 < Kh < 145$ мД×м (ЧГЗ)
Fig. 8. Technical and economic justification LHW for $55 < Kh < 145$ mD×m (pure gas zone)

Табл. 2. Итоговая матрица решений по выбору оптимальных конструкций
Tab. 2. The final decision matrix for the choice of optimal designs

Kh (зона), мД×м	ЧГЗ > 145	ВГЗ > 145	ЧГЗ 55–145	ВГЗ 55–145	ЧГЗ < 55	ВГЗ 25–55	ВГЗ < 25
Тоннаж проппанта, тонн/порт	30	20	30	20	30	10	-
Длина ГС, м	ННС	450	400	800	750	1 200	
Количество стадий ГРП, шт.	1	2	2	3	4	6	не окуп.
NPV, млн руб.	837,9	814,6	783,8	731,6	674,9	455,3	-56
P_i , доли ед.	13,4	9,5	9,4	7,1	6,5	4,0	0,6

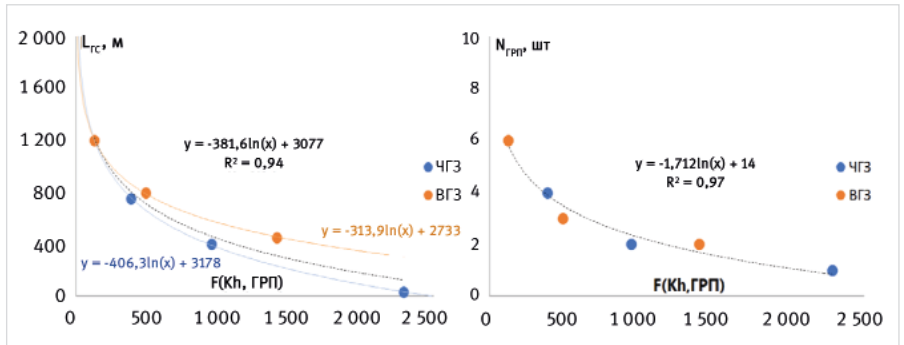


Рис. 9. Зависимость $L_{ГРП}$ и $N_{ГРП}$ от Kh и параметров трещины
Fig. 9. Dependence of LHW and LHF on Kh and fracture parameters

в следующем: чем ниже проводимость пласта и меньше геометрические параметры трещины, тем больше рекомендуемая $L_{ГРП}$ — требуется увеличение количества стадий ГРП. Выполненный комплекс работ позволил сформировать рекомендации по оптимизации текущих проектных решений для объекта турон рассматриваемого месторождения. Вычисленный комплексный параметр $F(Kh, ГРП)$ показывает высокую корреляцию с параметрами $L_{ГРП}$ и $N_{ГРП}$, что позволяет рекомендовать его для предварительной оценки способов заканчивания скважин в условиях ограниченной изученности месторождений.

Литература

1. Гизетдинов И.А., Идрисова А.Т., Муслимов Б.Ш. Применение опыта освоения нетрадиционных запасов газа в условиях разработки туронских газовых залежей Западной Сибири // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 4. С. 56–64.
2. Меликов Р.Ф., Павлов В.А., Красников А.А., Павлюков Н.А., Гордеев А.О., Суртаев В.Н., Шайбаков Р.А., Королев А.Ю. Геомеханическое моделирование березовской свиты для планирования разработки Харампурского

- месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 1. С. 33–39.
3. Юшков А.Ю., Романов А.С., Филатов В.С. Выбор оптимального варианта разработки газовых и газоконденсатных объектов на основе теории укрупненной скважины // Сборник научных трудов ООО «Тюменский нефтяной научный центр». 2016. № 2. С. 140–149.
 4. Бучинский С.В., Коваленко А.П., Пермьяков А.В., Хакимов А.А. Концептуальные подходы к проектированию разработки кластера газовых месторождений с учетом их синергии // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 15–17 октября 2018. SPE-191642-18RPTC-RU. 48 с.
 5. Юшков А.Ю., Глумов Д.Н., Магизов Б.Р., Шахов А.А. Метод итерационного поиска оптимального варианта разработки месторождения // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Т. 7. № 4. С. 124–146.
 6. Матренин П.В., Гриф М.Г., Секаев В.Г. Методы стохастической оптимизации. Новосибирск: НГТУ, 2016. 67 с.
 7. Лознюк О., Суртаев В., Сахань А., Муртазин Р., Латкин К., Ситдилов С., Пестриков А., Гусаков В., Политов М., Юдин А., Вернигора Д., Оленникова О., Булова М. Многостадийный гидроразрыв пласта открывает потенциал газоносных Туронских залежей в Западной Сибири // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 26–28 октября 2015. SPE-176706-MS.
 8. Киселев А., Ошняков И., Меликов Р., Самойлов М., Королев А., Лознюк О. Оценка перспектив вовлечения в разработку запасов газа в низкопроницаемых отложениях туронского возраста на примере Харампурского месторождения // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 15–17 октября 2018. SPE-191653-18RPTC-RU.
 9. Романова Д.Д., Киселев А.Н., Новопашин О.В., Дегтярев И.С., Ягудин Р.А., Александров А.А. Оптимизация принятого для реализации варианта разработки и программы доизучения туронской залежи с учетом влияния геологических и технологических неопределенностей // Нефтепромысловое дело. 2021. № 5. С. 5–13.
 10. Киселев А.Н., Андронов Ю.М. Особенности формирования стратегии разработки низкопроницаемых газовых залежей туронского возраста // Научный журнал Российского газового общества. 2021. № 1. С. 40–46.
 11. Воробьев В.В., Дмитрук В.В., Завьялов С.А., Юдин А.В., Логинов А.В., Новиков М.И., Викулин Н.А., Бурдин К.В., Шмарин И.С., Мухаметшин И.Р., Доронин С.В. Инновационный подход к заканчиванию и МГРП горизонтальных скважин водочувствительного и низкотемпературного Туронского пласта // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Онлайн. 26–29 октября 2020.

ENGLISH

Results

An author's decision matrix has been created for choosing the optimal well completion method depending on saturation (pure gas zone, water gas zone) and reservoir properties (in particular Kh) for the turonian stage object of one of the oil and gas condensate fields in the southeast of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. An express assessment was developed and recommended for choosing a well completion method for poorly explored and undrilled zones.

References

1. Gizetdinov I.A., Idrisova A.T., Muslimov B. Sh. Application of experience of unconventional gas reserves production in turon gas deposits development in Western Siberia. Petroleum engineering, 2019, Vol. 17, issue 4, P. 56–64. (In Russ).
2. Melikov R.F., Pavlov V.A., Krasnikov A.A., Pavlyukov N.A., Gordeev A.O., Surtayev V.N., Shaibakov R.A., Korolev A.Yu. Geo-mechanical modeling of berezovskaya suite to plan Kharampur field development. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2018, issue 1, P. 33–39. (In Russ).
3. Yushkov A.Yu., Romanov A.S., Filatov V.S. Selection of the optimal option for the development of gas and gas condensate facilities based on the theory of an enlarged well. Collection of scientific papers of "Tyumen petroleum research center" LLC, 2016, issue 2, P. 140–149. (In Russ).
4. Buchinsky S.V., Kovalenko A.P., Permyakov A.V., Khakimov A.A. Conceptual approach for gas field clusters development in terms of synergy effect. SPE Russian petroleum technology conference, Moscow, 15–17 Oct 2018, SPE-191642-18RPTC-RU. (In Russ).
5. Yushkov A.Yu., Glumov D.N., Magizov B.R., Shakhov A.A. The method of iterative search for the optimal field development option. Bulletin of the Tyumen State University, Physical and mathematical modeling, Oil, gas, energy, 2021, Vol. 7, issue 4, P. 124–146. (In Russ).
6. Matrenin P.V., Grif M.G., Sekaev V.G. Methods of stochastic optimization. Novosibirsk: NSTU, 2016, 67 p. (In Russ).
7. Loznyuk O., Surtayev V., Sakhan A., Murtazin R., Latkin K., Sitdikov S., Pestrikov A., Gusakov V., Polotov M., Yudin A., Vernigora D., Olennikova O., Bulova M. Multi-stage hydraulic fracturing unlocks the potential of gas-bearing Turonian deposits in Western Siberia. SPE Russian Petroleum Technology Conference, SPE-176706-RU, 2015. (In Russ).
8. Kiselev A., Oshnyakov I., Melikov R., Samoilov M., Korolev A., Loznyuk O. Evaluation of the prospects for involvement in the development of gas reserves in low-permeability deposits of the Turonian age on the example of the Kharampur field. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, 15–17 Oct 2018, SPE-191653-18RPTC-RU. (In Russ).

Conclusions

The conclusions obtained during the formation of the decision matrix (L_{HF} proppant tonnage and L_{HW}) are logical and are as follows: the lower the reservoir conductivity and the smaller the geometric parameters of the fracture, the greater the recommended L_{HW} and an increase in the number of hydraulic fracturing stages is required. The completed set of works made it possible to formulate recommendations for optimizing the current design solutions for facility turonian stage of the considered field.

9. Romanova D.D., Kiselev A.N., Novopashin O.V., Degtyarev I.S., Yagudin R.A., Alexandrov A.A. Optimization of the development option adopted for implementation and the program for additional study of the Turonian deposit, taking into account the influence of geological and technological uncertainties // Neftepromyslovoye delo, 2021, No. 5 (629), P. 5–13. (In Russ).
10. Kiselev A.N., Andronov Yu.M. Peculiarities of forming a strategy for the development of low-permeability gas deposits of the Turonian age // Scientific Journal of the Russian Gas Society, 2021, issue 1, P. 40–46. (In Russ).
11. Vorobyov V.V., Dmitruk V.V., Zavyalov S.A., Yudin A.V., Loginov A.V., Novikov M.I., Vikulin N.A., Burdin K.V., Shmarin I.S., Mukhametshin I.R., Doronin S.V. Innovative completion and stimulation approach to increase gas production from water-sensitive, low-temperature Turonian formation. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 Oct 2020. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Выломов Денис Дмитриевич, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: ddvylovov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Vylovov Denis Dmitrievich, lead specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ddvylovov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Шульгин Павел Алексеевич, ведущий специалист, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

Shulgin Pavel Alekseevich, lead specialist, "Kynsko-Chaselskoe neftegaz" LLC, Tyumen, Russia

Снохин Алексей Александрович, заместитель генерального директора, главный геолог, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

Snohin Aleksey Aleksandrovich, deputy general director, chief geologist, "Kynsko-Chaselskoe neftegaz" LLC, Tyumen, Russia