

Участок опытно-промышленных работ как залог успеха эффективного освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами

Ткаченко Е.И., Широков А.С., Грандов Д.В., Еремин С.А., Тайлаков П.И.
 ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
 eitkachenko2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Обоснование проектных решений для крупных и уникальных месторождений зачастую осложнено тем, что эффективная выработка запасов различных частей протяженных залежей (ВНЗ/ГНВЗ, монолитный/расчлененный коллектор) достигается только при использовании дифференцированных подходов (схема размещения/тип заканчивания скважин, наличие/отсутствие дополнительного воздействия на призабойную зону пласта).

На начальной стадии разработки ограниченный объем достоверной промысловой информации вносит значительную неопределенность в результаты прогноза даже при краткосрочном планировании. Таким образом, в период, предшествующий полномасштабной разработке крупных месторождений, особенно на залежах, содержащих трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), целесообразна организация участков опытно-промышленной разработки (ОПР) для фактического подтверждения теоретических изысканий.

Предметом настоящей публикации служит пласт ПК1-7 Русского нефтегазоконденсатного месторождения, на котором в период с 2007 по 2014 г. был проведен большой объем опытных работ для подготовки к вводу в промышленную разработку [1].

Материалы и методы

На основе фактической промысловой информации и данных гидродинамического моделирования выполнен сравнительный анализ результатов эксплуатации скважин, по итогам которого сформированы основные проектные решения в области разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами.

Ключевые слова

опытно-промышленная разработка, трудноизвлекаемые запасы, высоковязкая нефть, сеноман, горизонтальные скважины, многозабойные скважины

Для цитирования

Ткаченко Е.И., Широков А.С., Грандов Д.В., Еремин С.А., Тайлаков П.И. Участок опытно-промышленных работ как залог успеха эффективного освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. **–**. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-**-**

Поступила в редакцию: 15.09.2020

GEOLOGY

UDC 622.276.1/.4 (571.121) | Original Paper

Pilot area as a key to successful development of hard-to-recover reserves

Tkachenko E.I., Shirokov A.S., Grandov D.V., Eremin S.A., Taylakov P.I.
 "Tyumen Petroleum Research Center" LLC, Tyumen, Russia
 eitkachenko2@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The design solutions for large and unique fields are often hard to justify due to fact that the reserves development becomes efficient in various parts of continuous reservoirs (pure oil-zones/gas-oil-water zones, monolithic/compartmentalized reservoir) only when using differentiated approaches (well pattern/type of well completion, presence or absence of bottomhole zone stimulation).

At the initial stage of development, the limited amount of reliable field information introduces significant uncertainty in the estimates, even in short-term planning. Thus, in the period preceding the full-scale development of large fields, especially those containing hard-to-recover reserves, pilot areas should be selected to test and confirm the theoretical research.

This study describes the results of extended pilot operations carried out in PK1-7 reservoir of the Russkoye oil and gas condensate field in the period from 2007 to 2014 to prepare it for commercial development.

Material and methods

Based on the actual field information and flow simulation data, a comparative analysis of well operation results was made which was used to form the main design solutions on developing a field with hard-to-recover reserves.

Keywords

pilot development, hard-to-recover reserves, high-viscosity oil, cenomanian, horizontal wells, multilateral wells

For citation

Tkachenko E.I., Shirokov A.S., Grandov D.V., Eremin S.A., Taylakov P.I. Pilot area as a key to successful development of hard-to-recover reserves. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. **–**. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-**-**

Received: 15.09.2020

Вклад результатов опытно-промышленной разработки (ОПР) в формирование концепции разработки базового объекта Русского месторождения

Терригенные отложения покурской свиты (пласт ПК1-7) представлены слабоконсолидированным коллектором (возможны геомеханические эффекты при воздействии на призабойную зону), характеризуются значительной вертикальной (расчлененность > 50) и латеральной неоднородностью. Залежь осложнена наличием газовой шапки — около 70 % запасов сосредоточено в газонефтеводной зоне (ГНВЗ) — и подстилающей воды. По комплексу обозначенных факторов геологическое строение пласта является сложным, а запасы нефти относятся к категории трудноизвлекаемых (вязкость — 207 сПз).

Русское месторождение открыто в 1968 г. Первые опытные участки были организованы на рубеже 70–80-х годов прошлого века (рис. 1):

- закачка горячей воды в вертикальные разведочные скважины;
- опробование технологии внутрислоевого горения (ВПГ).

В процессе закачки горячей воды отмечалась кратковременная работа скважин с высоким коэффициентом выноса частиц (КВЧ). Ввиду низкой приемистости происходило охлаждение нагнетаемого агента до пластовой температуры. Как следствие — прорыв воды уже через два месяца эксплуатации. При реализации ВПГ прорыв продуктов горения отмечался еще быстрее — через 7 суток, при этом по результатам промыслово-геофизического исследования скважин (ПГИС) охват пласта процессом горения не превысил 0,1 д.ед. [2], что характеризовало технологию как малоперспективную.

Следующий этап опытно-промышленной разработки Русского месторождения начался в 2007 г. после более чем двадцатилетнего перерыва (рис. 2).

В характерных геологических зонах (по 2 участка в ГНВЗ и ВНЗ (водонефтяная зона) с разными длинами скважин 500–1 000 м и расстоянием между ними 90–200 м) реализованы четыре пилотных участка — 16 горизонтальных (ГС) и пять наклонно направленных (ННС) скважин [3].

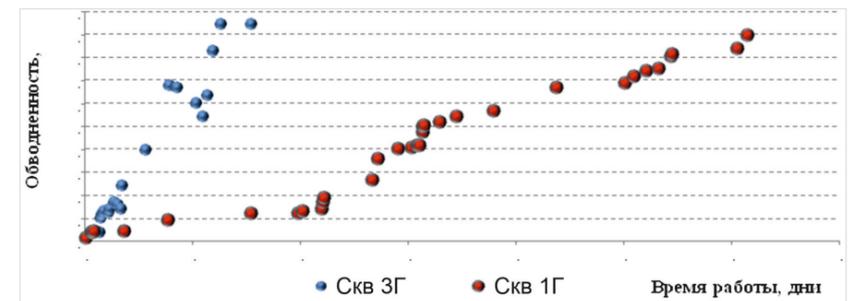


Рис. 3. Сопоставление динамики обводнения с момента начала закачки холодной и горячей воды
 Fig. 3. Comparison of water cut profiles since the start of cold and hot water injection

Пилот № 1

На участке отмечается подтверждение эффективности термического заводнения — отсутствие «кинжальных» прорывов на паре скважин 1Г–2Г, в сравнении с закачкой холодной воды — прорыв воды на четвертый месяц после перевода скважины под закачку на паре скважин 3Г–4Г (рис. 3).

Пилот № 2–3

Определены оптимальные забойные давления для добывающих (55 атм) и нагнетательных (110 атм) скважин. В начальный период отсутствие контроля режимов эксплуатации приводило к высоким значениям КВЧ (более 1 000 мг/л) и снижению коэффициента продуктивности (с 3 до 0,4 м³/сут/атм). С 2013 г. осуществляется плавный вывод скважин на целевые забойные давления по 0,5–1 атм/сут и соблюдаются ограничения по величине забойного давления.

Кроме этого, выполнено ранжирование систем заканчивания по эффективности удерживающей способности (система с гравийной набивкой, щелевые, сетчатые, проволочные, премиум-фильтры). Следует отметить, что при условии соблюдения целевых режимов эксплуатации по всем типам фильтров отмечаются приемлемые величины КВЧ (около 100 мг/л). В настоящее время для массового внедрения запланированы оптимальные по цене щелевые фильтры 500 и 300 микрон для нагнетательных и добывающих скважин.

Пилот № 4

Выполнена оценка эффективности вытеснения горизонтальными нагнетательными скважинами в сравнении с наклонно-направленными. В границах замкнутого элемента ННС не обеспечивают компенсацию отборов по причине низких значений коэффициентов приемистости 0,5–2 м³/сут/атм против 8,2 м³/сут/атм.

На результатах, проведенных ОПР, базируются основные проектные решения действующего проектно-технологического документа на разработку месторождения:

- однорядная система размещения горизонтальных скважин со смещением;
- длина скважин ГНВЗ/ВНЗ — 500/1 000 м;
- расстояние в ряду ГНВЗ/ВНЗ — 200/100 м;
- целевой интервал бурения в подгазовой зоне с минимальными отступами от ГНК и ВНК — 15 и 10 м, соответственно.
- агент вытеснения — горячая вода с температурой 80 °С.

Проект «Русское» сегодня

Процесс последовательного снятия рисков, оформленный в виде детально спланированной и реализованной в полном объеме программы опытно-промышленной работ, можно проследить по текущему состоянию разработки [4]. Эксплуатационное бурение на Русском месторождении осуществляется опережающими темпами: к настоящему моменту пробурено > 300 скважин, из них в действующем фонде пребывают порядка 140

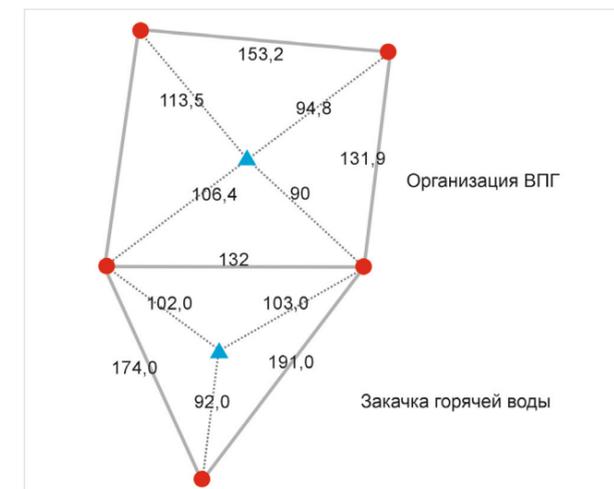


Рис. 1. Схема расположения участков ОПР в 1978–83 гг.
 Fig. 1. Layout diagram of 1978–83 pilot areas

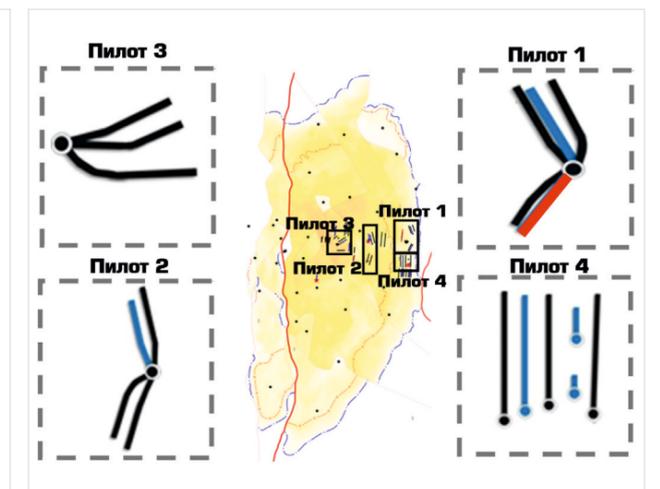


Рис. 2. Схема расположения участков ОПР 2007–2014 гг.
 Fig. 2. Layout diagram of 2007–2014 pilot areas

добывающих и 10 нагнетательных скважин (количество действующих скважин определяется текущими возможностями подготовки и транспортировки продукции). Суточная добыча безводной нефти >5 000 т, газовый фактор — на уровне начального газосодержания (40 м³/т), КВЧ — 60 мг/л. Эксплуатация скважин осуществляется с учетом инфраструктурных ограничений на забойных давлениях выше целевого на 10–15 атм. С начала разработки отобрано 3 млн т нефти (рис. 4).

Полномасштабное внедрение технологии закачки горячей воды запланировано на первый квартал 2022 г., после ввода в эксплуатацию первого пускового комплекса кустовой насосной станции (КНС). В настоящее время очаги заводнения формируются в тех частях, где это технологически необходимо.

Если проводить сравнение с месторождениями-аналогами, то для случая Русского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) следует отметить более благоприятную динамику развития проекта. В частности, на Восточно-Мессояхском месторождении устойчивый рост обводненности начинался уже в первый год эксплуатации скважин, на Ван-Еганском месторождении эффективными показали себя только скважины с гравийной набивкой, которые существенно дороже стандартных систем заканчивания (целые, проволочные фильтры), на Северо-Комсомольском месторождении имеют место прорывы газа из газовой шапки [5].

Реализуемые и планируемые участки ОПР

Несмотря на тот факт, что развитие проекта осуществляется в полном соответствии с действующей документацией, работы по оптимизации технико-экономической эффективности проектных решений Русского месторождения продолжаются и в настоящее время [6].

Многозабойные скважины (МЗС)

В 2018–2020 гг. в эксплуатацию были введены 27 МЗС, в том числе двустовольных — 24, по типу “fishbone” — 3. По факту запуска МЗС отмечается прирост стартового коэффициента продуктивности на 38 % относительно ГС (табл. 1). В первый год эксплуатации темпы падения дебита нефти (отношение текущего дебита к начальному) по МЗС близки к темпам падения по ГС и составляют — 0,54. Эффективность эксплуатации достигается за счет более высоких стартовых дебитов нефти.

Табл. 1. Сравнение параметров работы МЗС и ГС

Tab. 1. Comparison of operation parameters of multilateral and horizontal wells

Тип заканчивания	Кол-во	Запускной дебит нефти, т/сут	Обработано дней	Разаб, атм	Кпрод, т/сут/атм	Расчетный потенциальный дебит (Разаб=55 атм), т/сут	Удельная накопленная добыча, тыс. т/скв.
ГС	102*	57,5	164	67,1	5,3	135,0	7,4
МЗС + FB	27	84,7	152	67,9	7,4	187,2	10,6

* — в сравнении использованы только ГС и МЗС в пределах одинаковых кустовых площадок.

Табл. 2. Сравнение параметров работы скважин участков ОПР в 2018–2020 гг.

Tab. 2. Comparison of well operation parameters in the pilot areas 2018–2020

Параметры	Ед. изм.	ОПР 1(10–17 мес. эксплуатации)		ОПР 2(7–11 мес. эксплуатации)	
		L = 500 м	L = 1000 м	L = 500 м	L = 1000 м
Стартовый дебит нефти	т/сут	53,1	111,8	52,6	111,9
Удельная добыча нефти	тыс. т/скв.	26,5	41,7	10,8	18,6
Темп падения дебита за первый год	д. ед.	0,49	0,78	0,73	0,60
Газовый фактор	м³/т	на уровне нач. газосодержания ~ 25		~ 25	~ 30*
Обводненность	%	1–9	1–3	рост до 8	1–2

* — в двух скважинах зафиксирован рост ГФ (более 100 м³/т) с последующим снижением до 30–65 м³/т.

По итогам опытно-промышленной эксплуатации МЗС в 2020 г. принято решение о тиражировании данной технологии в среднесрочном горизонте планирования в количестве более 140 единиц.

«Длинные» скважины в ГНВЗ

В соответствии с действующими проектными решениями успешно реализуется строительство «длинных» (L=1 000 - 1 200 м) горизонтальных скважин для апробации на участках опытно-промышленных работ (табл. 2). Целью ОПР является сопоставление

эффективности работы в одинаковых геологических условиях (зона ГНВЗ) скважин проектной длины (L = 500 м) и «длинных» скважин.

По факту запуска отмечается двукратное превосходство стартовых дебитов «длинных» скважин, динамика газового фактора и обводненность за непродолжительный период эксплуатации сопоставимы. В настоящее время продолжается опытно-промышленная эксплуатация, основной задачей которой является оценка реакции «длинных» скважин на закачку, а также рисков

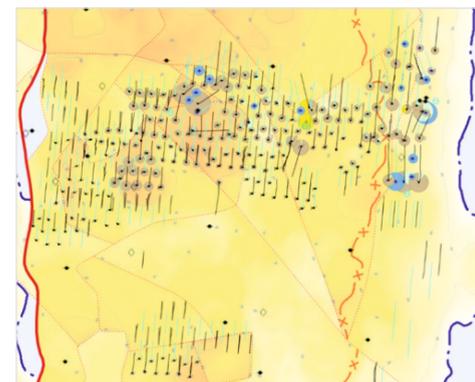


Рис. 4. Карта накопленных отборов по состоянию на 01.08.2020 г.
Fig. 4. Bubble map as of 01.08.2020

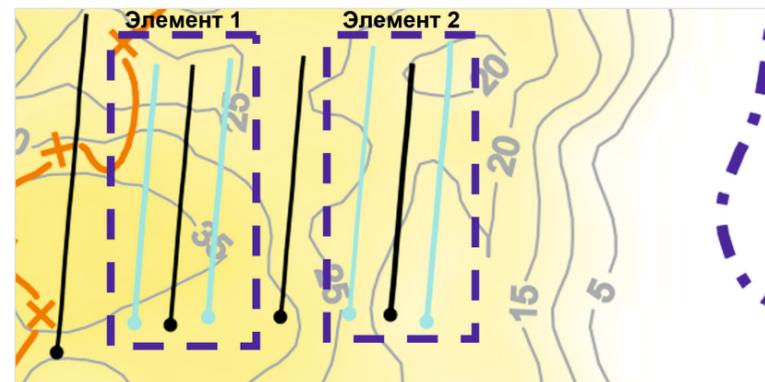


Рис. 5. Участок ОПР по полимерному заводнению
Fig. 5. Polymer flooding pilot area

конусообразования газа и прорывов подстилающей воды. Решение о тиражировании данной технологии будет принято после получения и анализа дополнительной промышленной информации.

Полимерное заводнение

Перспективные направления опытно-промышленных работ на Русском месторождении связаны с опробованием технологии вытеснения нефти раствором полимера. Планируется формирование двух участков с разными темпами закачки полимера (рис. 5).

В пределах элемента 1 планируется закачка полимерного раствора с начала организации закачки с постепенным увеличением концентрации до целевого значения — 0,07 %. Во втором элементе на первом этапе планируется закачка воды (до развития в добывающей скважине обводненности 30–50 %) с переходом на закачку полимера.

В настоящее время бурение на участке ОПР завершено, проводка всех скважин выполнена в пласт ПК1-1, обладающий высокой вязкостью, средняя эффективность проходки — 85 %. Начало работ (добыча, гидропрослушивание) — октябрь 2020 г., закачка воды и полимера — апрель 2021 г.

Итоги

Выполненные и реализуемые ОПР на Русском месторождении служат основой при составлении проектно-технологических документов и являются одним из главных критериев для тиражирования испытываемых технологий. Текущее состояние разработки месторождения подтверждает, что для эффективной выработки трудноизвлекаемых запасов нефти необходимо проведение опытно-промышленных работ различной направленности.

Выводы

Организация участков ОПР как до, так и после ввода в полномасштабную разработку позволяет получать максимальный объем достоверной информации для принятия обоснованных решений на ключевых стадиях развития проекта.

Литература

1. Корабельников А.И., Иванцов Н.Н., Гринченко А.А., Волков В.В., Сельский А.А. Современные подходы к решению задач разработки Русского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2008. № 12. С. 46–49.
2. Туленков С.В., Мачехин Д.С., Вологодский К.В., Гайдуков Л.А.,

Родионов А.Е., Северинов Э.В. Особенности планирования, проведения и интерпретации результатов пилотных работ на Русском месторождении высоковязкой нефти (часть 1) // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 70–73.

3. Поспелова Т.А., Русанов А.С., Еремин С.А., Туленков С.В., Разяпов А. Основные принципы разработки Русского месторождения. Тюмень: ТННЦ. Сборник научных трудов, 2016. № 2. С. 174–175.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Русского нефтегазоконденсатного месторождения. Тюмень: ТННЦ, 2020.
5. Эдельман И.Я., Иванцов Н.Н., Шандрыгин А.Н., Макаров Е.М., Закиров И.С. Подходы к разработке месторождений высоковязкой нефти в арктических условиях на примере Русского месторождения // SPE 149917. 2011.
6. Васильев В.В., Иванцов Н.Н., Лапин К.Г., Волгин Е.Р., Торопов К.В. Поиск новых решений для оптимизации разработки Русского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 4. С. 46–52.

ENGLISH

Results

The completed and ongoing pilot projects at the Russkoye field serve as the basis for drawing up process design package and are one of the main criteria for replicating tested technologies. The current state of the field development confirms that the efficient development of hard-to-recover oil reserves requires variously-focused pilot operations.

References

1. Korabelnikov A.I., Ivantsov N.N., Grinchenko A.A., Volkov V.V., Selskiy A.A. Modern approaches to solving the problems of development of the Russkoye field. Oil industry, 2008, issue 12, P. 46–49. (In Russ).
2. Tulenkov S.V., Machekhin D.S., Vologodsky K.V., Gaidukov L.A., Rodionov A.E., Severinov E.V. Planning, execution, and interpretation of results of pilot operations on Russkoye heavy oil field

(Part 1). Oil industry, issue 10, P. 70–73. (In Russ).

3. Pospelova T.A., Rusanov A.S., Eremin S.A., Tulenkov S.V., Razyapov A. Basic principles of Russkoye field development. Tyumen. TNNC. Collection of scientific papers, 2016, issue 2, P. 174–175. (In Russ).
4. Supplement to pre-FDP of the Russkoye oil and gas condensate field. Tyumen: TNNC, 2020. (In Russ).
5. Edelman I.Y., Ivantsov N.N., Shandrygin A.N., Makarov E.M., Zakirov I.S.

Conclusions

Pilot projects organized both before and after the start of full-scale development allows obtaining the maximum amount of reliable information for making informed decisions at key stages of project development.

Approaches to the development of high-viscosity oil fields in arctic conditions on the example of the Russkoye field. SPE 149917. 2011.

6. Vasilyev V.V., Ivantsov N.N., Lapin K.G., Volgin E.R., Toropov K.V. Search for new solutions to optimize the development of the Russkoye field. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2018, issue 4, P. 46–52.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ткаченко Евгений Иванович, к.т.н., начальник отдела сопровождения разработки Русского месторождения, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: eitkachenko2@tnnc.rosneft.ru

Широков Андрей Сергеевич, руководитель проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Еремин Сергей Александрович, начальник управления по ГРМ новых активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Грандов Дмитрий Вячеславович, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Тайлаков Павел Игоревич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Tkachenko Evgeny Ivanovich, ph.d., head of the department for support of development of the Russkoye field, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: eitkachenko2@tnnc.rosneft.ru

Shirokov Andrey Sergeevich, project manager, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia

Eremin Sergey Alexandrovich, head of Department for GFD of New Assets, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia

Grandov Dmitry Vyacheslavovich, general Manager, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia

Taylakov Pavel Igorevich, ghief specialist, “Tyumen Petroleum Research Center” LLC, Tyumen, Russia