УДК 622.276

Е.И. Ткаченко
канд. техн. наук
Тюменский нефтяной научный центр[1]
начальник отдела сопровождения разработки Русского месторождения
eitkachenko2@tnnc.rosneft.ru

А.А. Чусовитин
Тюменский нефтяной научный центр[1]
заместитель генерального директора по геологии и разработке
AAChusovitin@tnnc.rosneft.ru

Д.В. Грандов
Тюменский нефтяной научный центр[1]
и.о. начальника управления геологии и разработки месторождений Ямал
dvgrandov@tnnc.rosneft.ru

Р.М. Хисматуллин
Тюменский нефтяной научный центр[1]
ведущий специалист отдела геологии и сопровождения бурения Русского месторождения
rmkhismatullin@tnnc.rosneft.ru

Е.В. Пицюра
Тюменнефтегаз[2]
заместитель генерального директора – главный геолог
EVPicura@tng.rosneft.ru

К вопросу освоения сеноманских залежей высоковязкой нефти

[1]Россия, 625048, Тюмень, ул. Горького, 42.
[2]Россия, 625048, Тюмень, ул. Республики, 143а

Сеноманская залежь Русского месторождения характеризуется нетривиальным геологическим строением: осложнена разломной тектоникой, представлена слабоконсолидированным коллектором, 70% запасов локализовано в подгазовой зоне, отмечается высокая вязкость насыщающего флюида – 207 сПз. Наиболее распространенной технологией для выработки запасов подгазовых зон является эксплуатация горизонтальных скважин на низких депрессиях. Для более эффективного освоения на месторождении активно ведутся работы по строительству скважин сложной архитектуры. В зонах с повышенной расчлененностью бурятся горизонтальные скважины по типу «фишбон» – 3–5 стволов, в зонах с ярко-выраженной глинистой перемычкой бурятся двуствольные скважины без латерального смещения. В 2018 г. получены стартовые показатели семи многозабойных скважин – двух «фишбонов» и 5 двуствольных скважин. Средняя продуктивность многозабойных скважин оказалась на 35% выше, чем у горизонтальных, следовательно, в следующем проектном документе целесообразно рассмотреть тиражирование данной технологии

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; высоковязкая нефть; сеноман; горизонтальные скважины; многозабойные скважины

Текущий этап освоения нефтяных и газовых месторождений характеризуется изменением структуры вовлекаемых в разработку запасов в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых углеводородов. Значительная часть ТрИЗ представлена высоковязкими нефтями, а также обширными подгазовыми зонами нефтегазовых залежей [1].

Характерным примером данного вида ТрИЗ является залежь пласта $ПК_{1-7}$ Русского нефтегазоконденсатного месторождения.

Проблематика разработки отложений сеноманского возраста на примере пласта $ПК_{1-7}$ Русского месторождения

По геологическому строению сеноманская залежь Русского месторождения осложнена наличием разломных тектонических нарушений (с амплитудой до 200 м) и представлена слабоконсолидированным коллектором. Подавляющая часть запасов (70%) локализована в подгазовой зоне, при этом отмечается высокая вязкость насыщающего флюида – 207 сПз (***рис. 1***).

Каждый осложняющий фактор по-своему влияет на итоговые проектные решения, главная цель которых – минимизация рисков, как при бурении скважин, так и при их эксплуатации.

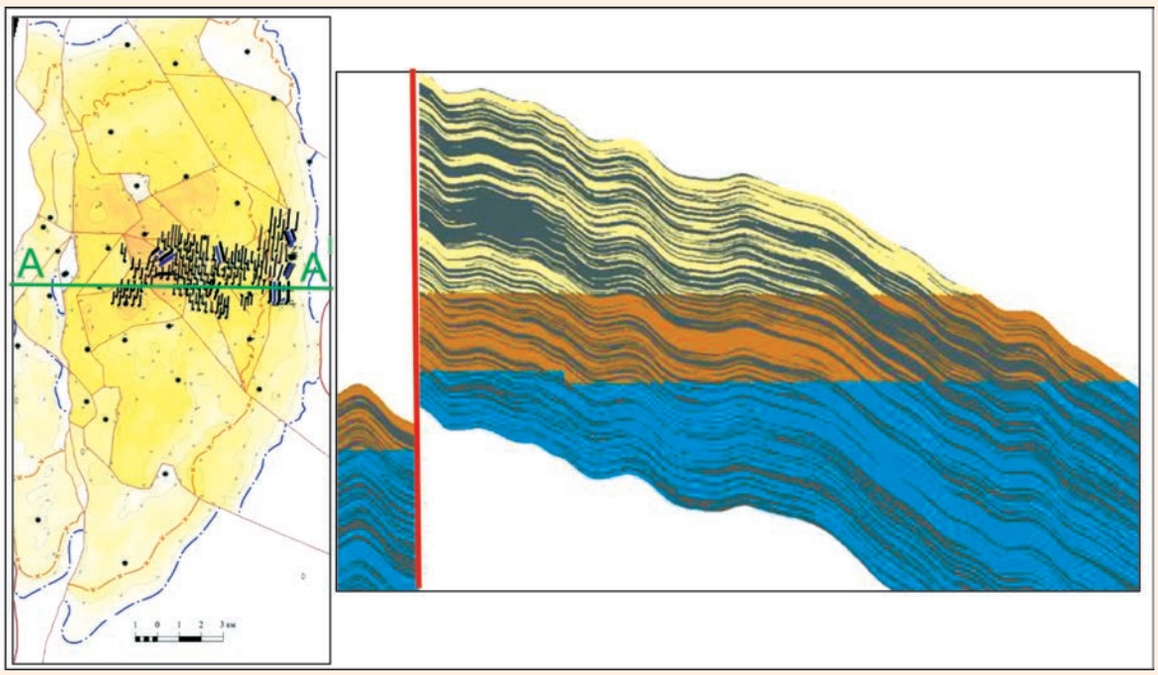
Перспективы увеличения вертикального охвата

Наиболее распространенная и отработанная в настоящее время технология для выработки запасов подгазовых зон – эксплуатация горизонтальных скважин на ограниченных депрессиях (~ 5–10 атм) [2, 5]. Важным фактором при таком подходе является обоснованный выбор целевого интервала – «коридора бурения» для целей предотвращения миграции флюидов в нефтяную часть. Для условий Русского месторождения (средняя нефтенасыщенная толщина в подгазовой зоне – 30 м) в соответствии со стратегией разбуривания минимальные отступы от ГНК и ВНК составляют 15 и 10 м, соответственно.

Для более эффективного освоения ТрИЗ на пластах группы ПК активно ведутся работы по строительству скважин сложной архитектуры [3, 4]. В зонах с повышенной расчлененностью (10–15) к строительству планируются горизонтальные скважины по типу *fishbone* – 3–5 боковых стволов с длиной 150–200 м и расстоянием между ними 100–150 м (ожидаемая эффективность проходки – 73%). В зонах с выдержанной по площади глинистой перемычкой (10–15 м) бурятся двуствольные скважины без латерального смещения – длина 500 м (***рис. 2***), расстояние между стволами – 24 м (плановая эффективность проходки – 68%).

В 2018 г. на месторождении подобрана максимально экономичная технология по бурению двуствольных скважин с обсадкой обоих стволов. Всего пробурено 10 скважин. На первом этапе бурится боковой ствол, в который спускается хвостовик с клином-отклонителем. Бурение основного ствола осуществляется срезкой с клина, после чего производится спуск хвостовика (***рис. 3***). В условиях слабосцементированного песчаника внедрение данной технологии позво-

Рис. 1.
Карта эффективных нефтенасыщенных толщин и геологический разрез по линии А-А'



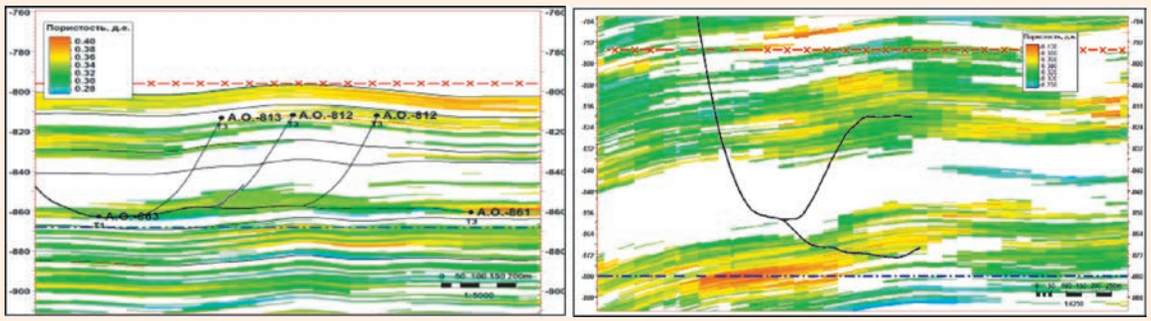


Рис. 2.
Типы многозабойных скважин

ляет предотвратить возможное осыпание ствола и сохранить вынос твердой фракции в области низких значений (менее 200 мг/л).

В том же 2018 г. впервые получены стартовые показатели по семи многозабойным скважинам (МЗС), в т.ч. по двум в варианте *fishbone* и пяти двуствольным. Средняя продуктивность МЗС оказалась на 35% выше, чем у ГС, что свидетельствует о перспективах тиражирования данных технологических решений и возможной актуализации стратегии разработки.

Выполнение программы ОПР

В рамках реализации программы опытно-промышленных работ в 2018 г. на двух кустовых площадках выполнялись решения по бурению в подгазовой зоне протяжённых («длинных») горизонтальных скважин (1000 м). В соответствии с проектом строительством завершены 5 скважин. При этом эффективностью проходки характеризуется высокими значениями (порядка 80%). Общими задачами для «длинных» скважин и МЗС на начальном этапе являются:

– определение добывных возможностей, оценка стартовых дебитов;

– получение и анализ данных длительной эксплуатации;

– определение интенсивности падения добычи, как на режиме истощения, так и при использовании ППД.

По факту запуска скважин участка ОПР входной дебит «длинных» ГС (115,7 т/сут) практически в два раза превосходит средний дебит скважин проектной длины в ГНВЗ (L = 500 м, qн – 60,3 т/сут). В настоящее время продолжается опытно-промышленная эксплуатация, основной задачей которой является оценка рисков конусообразования газа и прорывов подстилающей воды.

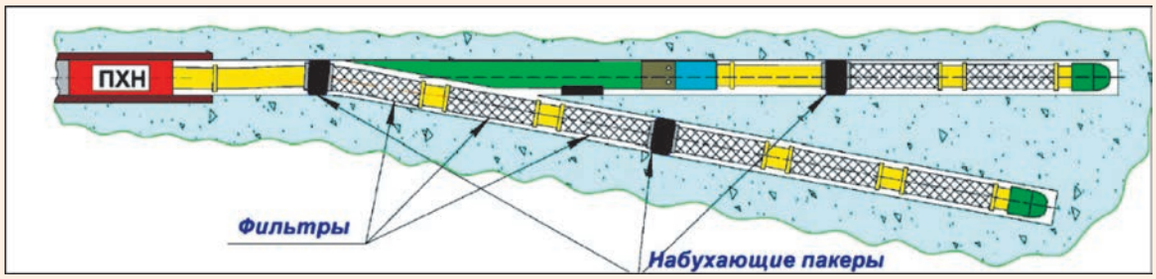
Проект «Русское» завтра

Для подтверждения эффективности технологии гидроразрыва (ГРП) в условиях пластов ПК Русского месторождения в 2020 г. планируется реализация ОПР с проведением одностадийных ГРП в трех скважинах действующего фонда. По результатам данных работ будет рассмотрен вопрос проведения многостадийного ГРП со спуском в скважины специализированных компоновок заканчивания.

В настоящее время готовится к запуску первый пусковой комплекс – приемо-сдаточный пункт «Заполярное» со своим резервуарным парком, построен трубопровод ПСП «Заполярное» – Русское, протяженностью 65 км. После строительства и ввода в эксплуатацию центрального пункта сбора на месторождении запланирована организация закачки горячей воды 80 ˚С. Проектное решение об организации термического заводнения базируется на результатах ОПР, подтвердивших его эффективность (отсутствие «кинжальных» прорывов, длительный безводный период, плавный рост обводненности), в сравнении с закачкой холодной воды.

Русское месторождение занимает особое место среди всех активов ПАО «НК «Роснефть». Сложные геолого-климатические условия, а также слаборазвитая инфраструктура региона надолго отсрочили ввод месторождения в полно-

Рис. 3.
МЗС двуствольного типа по технологии ZERS



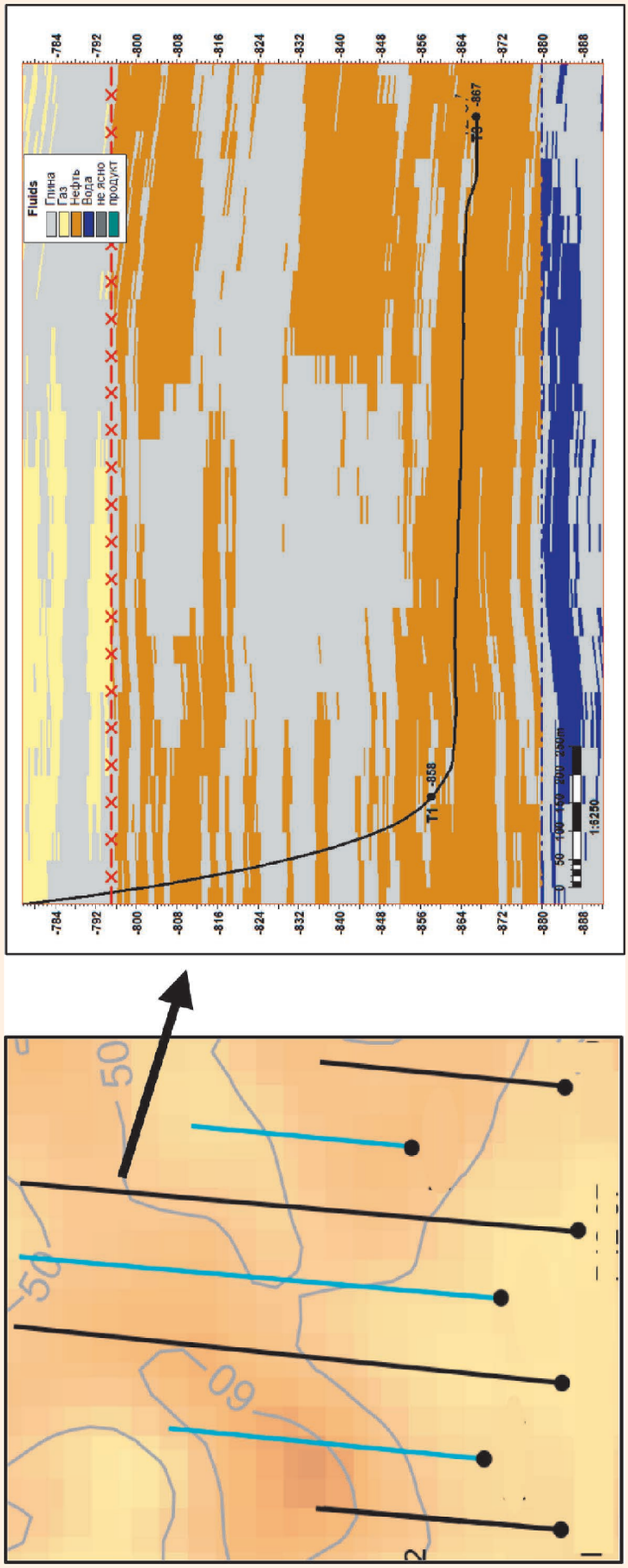


Рис. 4.
Пример схемы размещения и проводки «длинной» скважины

масштабную разработку. Тем не менее в настоящее время этот сложный актив практически полностью подготовлен к этапу промышленной эксплуатации.

Выводы

1. Для крупных и уникальных месторождений необходимо формирование нескольких подходов для выработки различных частей протяженных залежей (ВНЗ/ГНВЗ, монолитный/расчлененный коллектор).

2. Испытанные на Русском месторождении технологии по бурению скважин сложной архитектуры подтвердили свою эффективность.

3. Для эффективной выработки запасов высоковязкой нефти необходим дальнейший поиск оптимальных технологических решений с учетом накопленного фактического опыта.

Литература

1. Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Бурение и нефть. 2012. № 8.
2. Саттаров М.М., Мусин М.Х., Полудень И.А. Системы разработки месторождений нефти и газа с помощью горизонтальных скважин. М.: ВНТИЦентр. 1991.
3. Бреднев Ф., Завязкин Д., Воронин А., Еремеев Д., Дергунов А. Опыт строительства пятиствольной скважины по уровню сложности закачивания TAML-3 для пластов группы ПК$_{1-3}$, SPE-191516.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Русского нефтегазоконденсатного месторождения. Тюмень. ТННЦ. 2018.
5. 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.

UDC 622.276

E.I. Tkachenko, PhD, Head of Development Support Department, Russkoye field, Tyumen oil research center[1], eitkachenko2@tnnc.rosneft.ru
A.A. Chusovitin, Deputy General Director for Geology and Development, Tyumen oil research center[1], AAChusovitin@tnnc.rosneft.ru
D.V. Grandov, Acting Head of the Department of Geology and Field Development Yamal, Tyumen oil research center[1], dvgrandov@tnnc.rosneft.ru
R.M. Khismatullin, Leading Specialist, Russian Geology and Drilling Support Department, Tyumen oil research center[1], rmkhismatullin@tnnc.rosneft.ru
E.V. Pitsyura, Deputy General Director – Chief Geologist, JSC Tyumenneftegaz[2], EVPicura@tng.rosneft.ru

[1]42 Gorky str., Tyumen, 625048, Russia.
[2]143a, Respubliki str., Tymen, 625048, Russia.

On the development of Cenomanian high-viscosity oil

Abstract. Cenomanian pool of the Russky Field has a nontrivial geological structure, namely: it is complicated by fault tectonics; represented by a poorly consolidated reservoir; 70% of reserves are contained in the under–gas–cap zone; the saturated fluid is highly viscous (207 sP). Each complicating factor has its own effect on the final design decisions, the main purpose of which is risk minimization in both drilling wells and their operation. The most common technology for recovery of under–gas–cap zone reserves is the use of horizontal wells (HW) under balance. To ensure the more efficient development of a field, the operator is actively constructing wells of sophisticated architecture. In the zones with higher average number of permeable intervals, the fishbone horizontal wells are drilled (3 to 5 sidetracks); in the zones with clear shale streak, dual wells are drilled with no lateral pitch. The early metrics from seven multilateral wells are obtained in 2018; two of them are fishbones and two are dual wells. Average productivity of multilaterals was 35% higher than that of HWs; so replicating this technology in the following design document will be reasonable. The first start–up complex, the Zapolyarny custody transfer point with own tank battery is currently being prepared for commissioning, and the 65–kilometer long pipeline from Zapolyarny to Russky has been built. After construction and commissioning of the central gathering station, the hot water injection at 80 єC is planned in the field. Russky Field holds a special place among the assets of Rosneft Oil Company. Adverse geological and weather conditions and poor infrastructure in the region have long delayed start of the full–scale field development. However, this complex asset is now almost completely ready for commercial operation.

Keywords: difficult–to–recover reserves; heavy oil; Cenomanian; horizontal wells; multilateral wells

References

1. Kryanev D.YU., Zhdanov S.A. *Nauchnoye obespecheniye novykh tekhnologiy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy s trudnoizvlekayemymi zapasami* [Scientific support of new technologies for the development of oil fields with hard-to-recover reserves]. *Bureniye i neft'* [Drilling and Oil], 2012, no. 8.
2. Sattarov M.M., Musin M.KH., Poluden' I.A. *Sistemy razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza s pomoshch'yu gorizontal'nykh skvazhin* [Oil and gas field development systems using horizontal wells]. Moscow, VNTITsentr Publ., 1991.
3. Brednev F., Zavyazkin D., Voronin A., Yeremeyev D., Dergunov A. *Opyt stroitel'stva pyatistvol'noy skvazhiny po urovnyu slozhnosti zakachivaniya TAML-3 dlya plastov gruppy PK1-3* [Experience in the construction of a five-well well in terms of the complexity of injection TAML-3 for formations of the PK1-3], SPE -191516.
4. *Dopolneniye k tekhnologicheskoy skheme razrabotki Russkogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* [Addition to the technological scheme for the development of the Russian oil and gas condensate field]. Tyumen, TNNTS Publ., 2018.
5. Vasil'yev V.V., Ivantsov N.N., Lapin K.G., Volgin Ye.R., Toropov K.V. *Poisk novykh resheniy dlya optimizatsii razrabotki Russkogo mestorozhdeniya* [Search for new solutions to optimize the development of the Russian field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2018, no. 4, pp. 46–52.