

ОБЗОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ТУРОНСКОГО ЯРУСА

УДК 622.279.32

В.В. Дмитрук, к.т.н., ОАО «Севернефтегазпром» (с. Красноселькуп, ЯНАО, РФ)

В.В. Воробьев, ОАО «Севернефтегазпром», VorobevVV@sngp.com

Е.П. Миронов, ОАО «Севернефтегазпром»

А.Ю. Горлач, ООО «ИЦ Газинформпласт» (Томск, РФ)

Р.Ф. Шарафутдинов, ООО «ТюменНИИгипрогаз» (Тюмень, РФ)

В.П. Тюрин, ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Д.Г. Фатеев, ООО «ТюменНИИгипрогаз»

А.С. Самойлов, к.т.н., ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Традиционные для Западной Сибири крупные сеноманские залежи, особенно в районах с развитой инфраструктурой, находятся в длительной эксплуатации и на сегодняшний день обеспечивают основной объем добываемого газа. Однако с течением времени запасы таких залежей истощаются, объемы добычи газа снижаются, в связи с чем все большее значение приобретает интенсификация добычи трудноизвлекаемых запасов газа, в том числе на удаленных месторождениях, характеризующихся сложными природно-климатическими условиями. При этом освоение туронских залежей оказывается намного проще и выгоднее разработки сланцев, поскольку себестоимость сланцевого газа на порядок выше, чем туронского. В то же время уровень сложности и затратности добычи туронского газа, безусловно, выше по сравнению с аналогичными показателями газа сеноманских пластов. Наиболее целесообразно начать разработку туронских залежей в рамках уже действующих объектов добычи, используя для этого имеющуюся инфраструктуру промыслов.

В ходе анализа опыта изучения и освоения туронских газовых залежей выявлены возникающие при разработке трудности, требующие от ученых и практиков активизации усилий по поиску и внедрению методов интенсификации добычи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. В работе выполнен анализ результатов освоения низкопроницаемых газовых залежей туронского яруса месторождений разных недропользователей на территории РФ. Основное внимание уделено технико-технологическим решениям, использованным разными компаниями, и оценке технологической эффективности по результатам интерпретации газодинамических исследований (ГДИ). Приведено сопоставление результатов интерпретации ГДИ скважин с одним типом заканчивания для Харампурского и Южно-Русского месторождений.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЙ ПЛАСТ, ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, РАДИАЛЬНЫЙ ПРИТОК, НЕУСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, МНОГОСТВОЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГРП.

Разработка низкопроницаемых газовых коллекторов Западной Сибири является перспективным направлением повышения газодобычи. Одним из уникальных по запасам газа является туронский ярус верхнемеловых отложений. Газоносность данного комплекса была установлена при активном разбуривании сеноманских отложений, однако при меньшей глубине залегания геолого-физические характеристики были на несколь-

ко порядков сложнее, вследствие чего разработка требовала более сложных технико-технологических решений. При активном внедрении технологий горизонтального вскрытия и гидроразрыва пласта (ГРП) на среднепроницаемых берриас-валанжинских ярусах стало очевидным подключение в разработку газовых коллекторов туронского яруса.

Работа С.К. Ахмедсафина [1] является одной из первых, в ко-

торой обобщена геолого-физическая информация и сформулированы концептуальные положения в части технологических решений при разработке туронских залежей месторождений ЯНАО.

Данные о газоносности надсеноманских отложений на севере Западной Сибири были получены еще на начальных этапах изучения нефтегазоносности этих районов благодаря многочисленным газопроявлениям при бурении по-

Dmitruk V.V., Ph.D. in Engineering Science, Severneftegazprom, OJSC (village of Krasnoselkup, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, RF)

Vorobjev V.V., Severneftegazprom, OJSC, VorobjevVV@sngp.com

Mironov E.P., Severneftegazprom, OJSC

Gorlach A.Yu., Information Center Gazinformplast, LLC (Tomsk, RF)

Sharafutdinov R.F., TyumenNllgiprogaz, LLC (Tyumen, RF)

Tyurin V.P., TyumenNllgiprogaz, LLC

Fateev D.G., TyumenNllgiprogaz, LLC

Samoilov A.S., Ph.D. in Engineering Science, TyumenNllgiprogaz, LLC

Review of process solutions on the development of turonian low-permeability gas deposits

Large Cenomanian deposits, which are traditional for Western Siberia, especially in the regions with a well-developed infrastructure, have been in operation for a long period of time and have been providing the main volume of produced gas up to the present day. However, the reserves of such deposits run dry and the gas output decreases over time, and therefore the production stimulation of hard-to-recover gas reserves takes on greater importance, including at remote fields with complex climatic and natural conditions. At the same time, the development of Turonian deposits is much easier and profitable than the development of shale since the prime cost of shale gas is a sequence higher than the prime cost of Turonian gas. However the level of complexity and investment of Turonian gas production is certainly higher in comparison with similar characteristics of Cenomanian gas. It makes the most sense to start developing Turonian deposits as part of the existing extraction facilities and to use the existing field infrastructure for that.

When analyzing the experience of studying and developing Turonian gas deposits, one identified some difficulties that emerge in the course of development and that call on scientists and practitioners to accelerate efforts aimed at searching and implementing production stimulation means at fields with hard-to-recover reserves.

The article contains an analysis of the results of the development of Turonian low-permeability gas deposits of different subsoil users in the territory of the Russian Federation. The emphasis is placed upon technical and process solutions used by different companies and upon the assessment of process efficiency following the results of gas-dynamics research (GDS) interpretation. A comparison is drawn between the results of GDA interpretation of wells with a similar pumping type for the Kharampur Gas Field and the Yuzhno-Russkoye Field.

KEY WORDS: LOW-PERMEABILITY FORMATION, GAS-DYNAMICS RESEARCH, RADIAL INFLUX, NONSTATIONARY FLOW, MULTILATERAL WELLS, MULTI-STAGE FRACTURING.

исково-разведочных и эксплуатационных скважин.

Выполненное А.А. Неждановым, В.В. Огибениным, С.А. Скрылевым [2] исследование строения и газоносности сенон-туронских отложений на территории ЯНАО по данным сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) и скважинной информации свидетельствует о том, что масштабы запасов сенон-турона являются весьма значительными.

Запасы туронского газа для Южно-Русского, Заполярного, Харампурского, Южно-Мессояхского и Новочасельского месторождений составляют в сумме около 1,5 трлн м³ газа.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН, ПРОБУРЕННЫХ НА ТУРОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Туронский нефтегазоносный комплекс сложен песчаниками,

мергелями и мелом, содержащими обильные остатки двусторчатых и головоногих моллюсков, морских ежей, фораминифер и других организмов. При этом толщина песчаников октябрьской и гулюшеской толщин составляет 1,5–2,0 м и 0,3–0,5 м, а общие толщины изменяются в пределах 5–14 м и 1,5–23,0 м, соответственно.

Несмотря на это, иногда в туронском ярусе содержатся скопления газа промышленных масштабов, как, например, в залежах Заполярного, Южно-Русского, Харампурского, Тэрельского, Медвежьего и других месторождений (табл. 1).

Анализ данных по этим месторождениям позволяет отметить, что коэффициент пористости изменяется от 25 до 30 %. Наиболее высокое значение коэффициента газонасыщенности отмечено на Новочасельском месторождении – 61 %.

Также из табл. 1 видно, что наибольшие запасы в туронских залежах сосредоточены на Харампурском месторождении и составляют по категории C₁ + C₂ 705,8 млрд м³. Запасы газа на Южно-Русском месторождении по категориям A + B + C₁ превышают 280 млрд, по C₂ – 50 млрд м³.

В работах [3, 4] представлены результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин и проведения ГРП в низкопроницаемом газовом пласте Т (туронские отложения) Харампурского месторождения. Авторы работы [3] отмечают, что для выработки решений по разработке в период с 2012 по 2014 г. в компании была реализована целевая программа опытно-промышленных работ по доизучению пласта Т1–2.

В течение двух месяцев на опытном участке было пробурено три добывающие скважины: вер-

Таблица 1. Геологическая характеристика туронских залежей месторождений севера Западной Сибири [1]

Параметры	Туронские залежи месторождений					
	Южно-Русское	Харампурское	Заполярное	Тэрельское	Новочасельское	
Размеры залежи: длина x ширина, км	79,0 x 15,7	65,0 x 21,0	49,5 x 28,0	28,0 x 20,5	36,0 x 16,0	
Высота залежи, м	136,5	100,0	217,7	35,0	38,0	
Средняя глубина залегания, м	839,2	1006–1130	1200	1059–1097	895–947	
Интервал залегания в а.о., м	720; 845	Н/д	1034; 1248	Н/д	Н/д	
Средняя газонасыщенная толщина, м	C ₁	13,87–25,17	15,2	5,1–11,5	7,9	13,7
	C ₂	8,74–18,20	11,3	–	8,7	10,0
	C ₁ + C ₂	10,03–22,95	13,2	5,1–11,5	8,3	11,8
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	5,1–17,2	1,4	6,0	66,0	60,4	
Коэффициент пористости, %	27–30	29	29	25	26	
Коэффициент газонасыщенности, %	45–54	54	44–51	51	61	
Максимальный дебит газа, тыс. м ³ /сут	216	85	87	86	125	
Газоводяной контакт, а.о., м	–845	–1045	–1212	–2091	–887	
Начальные геологические запасы газа, млрд м ³	C ₁	286,18	587,11	206,82	2,4	15,41
	C ₂	52,1	118,74	–	67,45	37,93
	C ₁ + C ₂	338,2	705,8	206,8	69,8	53,3

тикальная скважина с ГРП ХХ01, горизонтальная скв. ХХ02, законченная щелевым фильтром, и горизонтальная скв. ХХ03 с длиной горизонтального участка 480 м и тремя стадиями ГРП.

Основной целью опытно-промышленных работ являлось уточнение добычных возможностей скважин с различной конструкцией для выбора заканчивания, а также для определения динамики изменения продуктивности скважин в ходе эксплуатации.

Проницаемость пласта определена по результатам гидродинамических исследований (ГДИ) опытной вертикальной скв. ХХ01 до ГРП, где были осуществлены регистрация индикаторной диаграммы (ИД) экспресс-методом и запись кривых восстановления давления (КВД).

Длина горизонтального ствола скв. ХХ02, законченного щелевым фильтром, составила 600 м. На скважине проведена регистрация ИД экспресс-методом. Эффективная длина горизонтального ствола, в которую притекает

флюид из пласта, по результатам интерпретации ГДИ оказалась в два раза меньше геометрической длины горизонтального ствола. Данное обстоятельство нашло свое подтверждение по результатам дебитометрии, показавшей, что общая длина работающих интервалов равна половине длины горизонтального ствола и хорошо соотносится со значением песчаности пласта, близкой к 50 %.

В скв. ХХ03 с длиной горизонтального участка 480 м проведено три стадии ГРП, в ходе каждой в пласте было размещено по 50 т проппанта. Согласно дизайну ГРП планировалось создать в пласте трещины с полудлиной 62 м и высотой 40 м.

По результатам ГДИ параметры подтвердили геометрию трещин согласно дизайну ГРП по вертикальной скв. ХХ01 с одним ГРП, по горизонтальной скв. ХХ03 параметры трещин ГРП не подтвердились. По скв. ХХ03 получили меньшие эффективные полудлины трещин ГРП – 48 м.

На рис. 1 приведено полученное по скважинам значение безразмерного индекса продуктивности J_o , отражающего «степень интенсификации» притока.

Установлено, что продуктивность вертикальной скважины с ГРП в 3,4 раза выше продуктивности вертикальной скважины без ГРП, а продуктивность горизонтальной скважины в 1,4 раза выше продуктивности вертикальной скважины без ГРП. При этом продуктивность горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) в 4,4 раза выше продуктивности вертикальной скважины без ГРП [3].

На сегодняшний день в разрезе Заполярного месторождения выявлены два продуктивных комплекса: турон-сеноманский газовый в отложениях верхнего мела и нефтегазоконденсатные залежи в нижнемеловых отложениях. В верхней части туронских отложений залегают песчано-алевритовый пласт Т толщиной до 35 м, в котором в присводовой и сводовой частях структуры обнару-

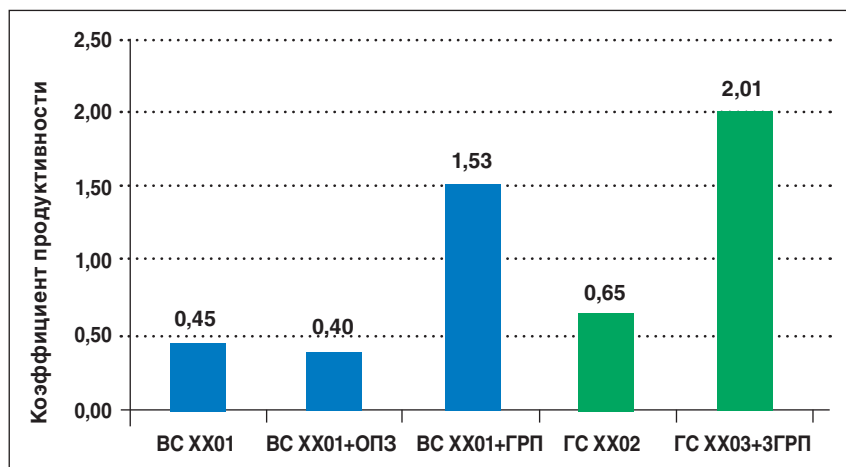


Рис. 1. Сопоставление продуктивностей скважин по результатам ГДИ [3]

жена газовая залежь. Туронские отложения (пласт Т), входящие в состав кузнецовской свиты, на месторождении содержат песчано-алеврито-глинистые породы, объединенные в газсалинскую пачку. Эти отложения являются наиболее молодым продуктивным комплексом в разрезе мела [5].

Степень изученности туронской залежи хуже сеноманской вследствие того, что разведка продуктивных толщин проводилась одной сеткой скважин и, естественно, наибольшее внимание уделялось основному объекту разведки (сеноманской залежи), запасы газа в котором несоизмеримо больше, чем в пласте Т. Но в результате последних разведочных работ запасы газа пласта Т были уточнены и в настоящее время, согласно прогнозным оценкам, превышают 200 млрд м³ по категории С₁.

Всего испытания на приток в интервале залегания туронской

газовой залежи Заполярного месторождения выполнены в 10 скважинах. Притоки газа получены в 8 скважинах, газа с водой – в 1 скважине, воды – в 1 скважине.

По результатам испытаний вертикальной скв. 2Н в 2006 г. на а.о. от –1012,2 до –1208,1 м получены промышленные притоки газа. Дебиты газа изменялись от 1,31 до 63,59 тыс. м³/сут при диаметрах диафрагмы 6 и 12 мм, соответственно. На больших шайбах можно ожидать более значительных дебитов газа.

Диапазоны изменения и средние значения фильтрационно-емкостных свойств туронских отложений Заполярного месторождения по результатам измерения на керне приведены в табл. 2.

Значения пористости по керну пород, слагающих разрез газсалинской пачки, колеблются от 1,0 до 31,7 %. Средневзвешенное

по толщине значение пористости коллекторов туронских отложений по керну равно 26,9 %.

В данный момент разработка туронской залежи Заполярного месторождения не ведется. Добыча газа осуществляется из второй продуктивной залежи верхнемеловых отложений – сеноманской газовой залежи (пласт ПК1).

Одним из месторождений, промышленная продуктивность которого установлена в верхнемеловых залежах пласта Т газсалинской пачки кузнецовской свиты, является Тэрельское [6]. Туронская газовая залежь (пласт Т) Тэрельского месторождения испытана в пяти разведочных скважинах – 110, 111, 115, 116, 119.

При совместном испытании четырех интервалов в диапазоне глубин от 1059,6 до 1074 м (а.о. от –1013,6 до –1028,0 м) в скв. 111, находящейся в сводовой части залежи, получен максимальный дебит газа 77 тыс. м³/сут на диафрагме 14 мм при депрессии на пласт 6,68 МПа.

В скв. 115 при испытании пласта Т в результате одновременного испытания пяти интервалов в диапазоне 1073–1093 м (а.о. от –1019,8 до –1039,8 м) максимальный дебит газа 76 тыс. м³/сут получен на диафрагме 14 мм и депрессии на пласт 7,05 МПа.

В скв. 116 из интервала 1067,0–1078,0 м (а.о. от –1005,7 до –1016,7 м) получен максимальный дебит газа 70 тыс. м³/сут при депрессии на пласт 7,0 МПа на диафрагме 12 мм.

Таблица 2. Характеристика фильтрационно-емкостных свойств туронских отложений Заполярного месторождения по результатам измерения на керне

Отложения	Оценка	Коэффициент пористости K_n	Коэффициент проницаемости $K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	Коэффициент остаточной водонасыщенности по методу центрифугирования $K_{во}$ (центр)	Коэффициент остаточной водонасыщенности по прямому методу (Закса) $K_{во}$ (Закс)
Туронские	Минимум	0,010	Менее 0,01	0,504	0,423
	Максимум	0,317	308,80	0,975	1,000
	Среднее	0,244	26,40	0,814	0,764
	Число определений	452	315	147	13

Вынос механических примесей при исследовании скважин, несмотря на высокие депрессии, не отмечался ни в одной скважине.

По результатам испытаний расчетные пластовые давления изменяются от 10,45 до 11,3 МПа. Среднее значение составляет 10,8 МПа, что практически соответствует начальному пластовому давлению (10,76 МПа).

Анализ результатов исследований разведочных скважин показал их низкую продуктивность. Несмотря на то что степень вскрытия пластов изменяется от 36 до 92 %, составляя в среднем 67 %, а вскрытые эффективные газонасыщенные толщины при этом изменяются по скважинам от 4,0 до 7,2 м и в среднем составляют 5,4 м, абсолютно свободный дебит газа не превышает 200 тыс. м³/сут.

Техническими решениями по освоению пласта Т предусматривается строительство горизонтальных скважин. Проводку скважин предлагается осуществлять по 5-интервальному профилю. Оптимальная конструкция горизонтальных скважин с диаметром НКТ 89 (73) мм предусматривает отход забоя от вертикали 1500 м, с пологим окончанием в продуктивном пласте протяженностью около 350 м.

Одним из месторождений, в опытно-промышленную разработку которого введены туронские залежи, является Южно-Русское. Следует отметить высокую освещенность результатов выполняемых работ в общедоступных источниках, которую обеспечили по большей части исследователи компании ОАО «Севернефтегазпром» [7–12].

Первые результаты проектных решений по освоению туронских залежей Южно-Русского месторождения были представлены в работе [7], в которой приведены результаты обоснования длины горизонтальных стволов многозабойной скважины для пластов Т1 и Т2. Также в работе [8] представ-

лены результаты строительства многозабойной скважины и планы исследования на 2012 г., рассмотрены результаты освоения и испытания первой экспериментальной двухзабойной скважины [9], продемонстрировавшие недостаточность времени проведения ГДИ, а также большую технологическую эффективность в сравнении с вертикальной скважиной. Отмечено, что в рамках реализации проекта опытно-промышленной разработки была построена уникальная двухзабойная скв. 2НWXХ4, на которой объединены фактически две технологии повышения эффективности разработки – технология многозабойной скважины (МЗС) и технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) [10]. При этом основной, субгоризонтальный ствол вскрывает подошвенную часть пласта с ухудшенными свойствами, а боковой ствол – кровельную часть, коллекторские свойства которой лучше. Ствол скважины оборудован системой стыка производства Hulliburton, лифтовые колонны расположены в два ряда, что позволяет эксплуатировать два ствола скважины абсолютно независимо друг от друга.

Основные преимущества объединения технологий МЗС и ОРЭ: увеличение зоны дренирования, повышение продуктивности, увеличение газоотдачи зон с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), возможность раздельного регулирования технологического режима работы стволов, сокращение наземной инфраструктуры и кустовой площадки, уменьшение влияния на окружающую среду.

Для эксплуатации скв. 2НWXХ4 и подключения ее в шлейф газосборной сети было спроектировано и изготовлено специальное оборудование: дуальная фонтанная арматура АФ2М/2-65 14. Контроль параметров работы скважины, в частности замер дебита, осуществляется раздельно по стволам с применением расхо-

домера «ГиперФлоу», блок-бокс узла подачи метанола функционирует в автоматическом режиме. Внедренное оборудование повышает эффективность эксплуатации скважины.

В работе [11] отмечено, что в начальный период эксплуатации туронских залежей Южно-Русского месторождения при режимах работы скважин, превышающих образование гидратов в пласте, влияние процесса гидратообразования на продуктивные характеристики скважин будет незначительным, но в дальнейшем процесс гидратообразования в призабойной зоне пласта (ПЗП) будет ускоряться. Это объясняется тем, что при длительной работе скважин остаточная минерализованная влага заменяется пресной (конденсационной), а в поровом пространстве ПЗП происходит постепенное загирачивание влаги. Поэтому продуктивность скважин будет снижаться и возникнет необходимость в мероприятиях по разложению гидратов в ПЗП. Для этого могут быть использованы следующие методы: обработка призабойной зоны химическими реагентами, ее прогрев забойными нагревателями, физическое воздействие (акустическое, микроволновое) на пласт или подбор периодического технологического режима эксплуатации скважин [12].

Авторы работы [10] отмечают, что еще одним удачным, с точки зрения рентабельности добычи газа из турона, выбором ОАО «Севернефтегазпром» стало решение о строительстве скважины на готовом основании действующего сеноманского куста, где создана вся необходимая промысловая инфраструктура. По предварительным оценкам, потенциал добычи туронского газа на Южно-Русском месторождении составляет 5–8 млрд м³/год [10].

За время проектирования разработки туронской залежи Южно-Русского месторождения отмечается следующая эволюция

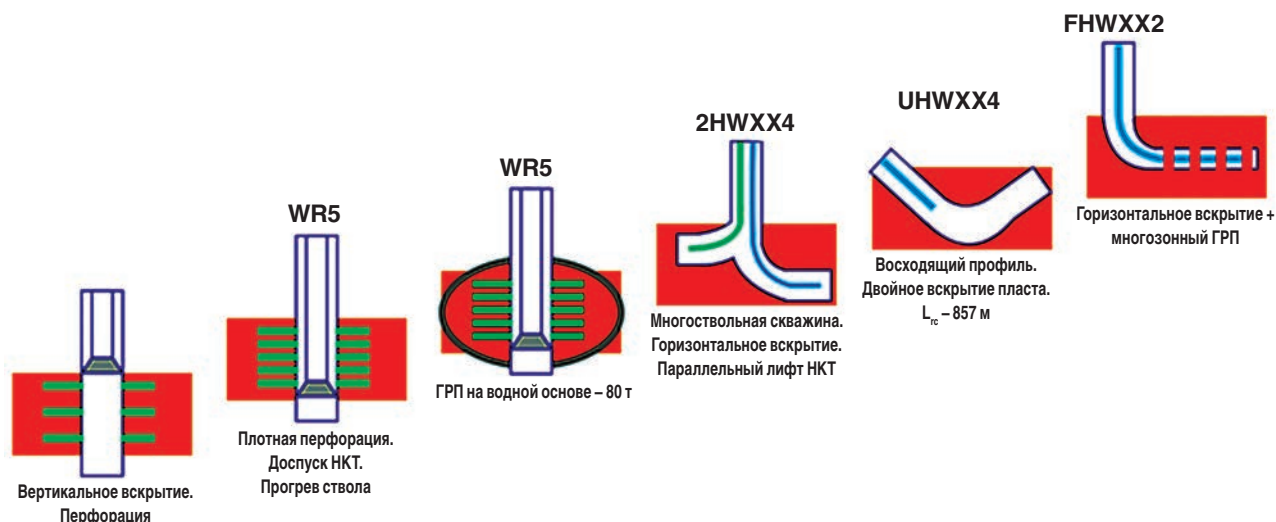


Рис. 2. Эволюция технологических решений строительства и заканчивания скважин при разработке туронской залежи Южно-Русского месторождения

технико-технологических решений (рис. 2).

На первом этапе разработки были пробурены разведочные вертикальные скважины, в ходе анализа результатов исследований по которым было определено, что для более эффективной эксплуатации скважин необходим спуск колонн НКТ на уровень забоя.

При подсчете запасов произведено объединение двух пропластков Т1 и Т2 в один подсчетный объект – пласт Т1–2. С учетом этого объединения появилась возможность рассмотреть другие конструкции эксплуатационных скважин. В 2012 г. в рамках продолжения опытно-промышленных работ (ОПР) в новом проектом документе предложено дополнительное бурение одной экспериментальной скважины с восходящим окончанием. Применение конструкции скважин с восходящим стволом позволяет добиться улучшения продуктивных характеристик однозбойных скважин в высоко расчлененном многопластовом объекте. Данная конструкция была испытана, скважина с восходящим окончанием UHWXX4 пробурена и введена в эксплуатацию в декабре 2014 г.

На туронской залежи Южно-Русского месторождения были опробованы различные конструк-

ции скважин, однако для более эффективной выработки запасов газа возникла необходимость испытать методы интенсификации притока газа. В 2014 г. ООО «ТюменНИИгипрогаз» был разработан комплекс научно обоснованных рекомендаций и мероприятий по совершенствованию разработки залежи Т1–2 в районе горизонтальной скв. FHWXXX2 Южно-Русского месторождения, включая проведение многостадийного ГРП.

По состоянию на 01.01.2016 г. для разработки туронской залежи Южно-Русского месторождения были применены следующие решения:

- на скв. WR5 (BC + ГРП на водной основе) в 2008 г. проведен ГРП и в соответствии с программой исследовательских работ выполнен комплекс исследований;
- экспериментальная скв. 2HWXX4 (двухствольная ГС) пробурена и введена в эксплуатацию в 2011 г. Средний дебит скважины за период ее работы составляет 199,3 тыс. м³/сут. Накопленная добыча газа из туронской залежи за период эксплуатации (декабрь 2011–2015 гг.) – 237,15 млн м³ (0,07 % от НГЗ);
- экспериментальная скв. UHWXX4 (ГС) пробурена в 2014 г. и запущена в эксплуатацию в декабре 2014 г. Накопленный объем

извлеченного из залежи газа за 2014–2015 гг. составил 97,7 млн м³;

- на скв. WRX1 в 2015 г. проведен успешный ГРП и в соответствии с программой исследовательских работ выполнен комплекс исследований. Результаты интерпретации полученных данных указывают на достижение запланированного результата: продуктивность скважины увеличилась в 7 раз в сравнении с результатами до ГРП.

Для определения соответствия продуктивных характеристик скважин с разным заканчиванием и геолого-физических характеристик туронского яруса Южно-Русского месторождения выполнено сопоставление диагностических графиков, полученных со скважинами Харампурского месторождения.

Как видно из рис. 3, полученные со скв. XX01 Харампурского месторождения после ГРП и со скв. WRX1 после ГРП Южно-Русского НГКМ графики производной Бурде (красные точки) практически повторяют друг друга в динамике. Данный факт указывает на схожий характер восстановления давления в данных скважинах, что также соответствует типовым графикам для скважин с трещинами ГРП.

При сопоставлении графиков производной Бурде горизонталь-

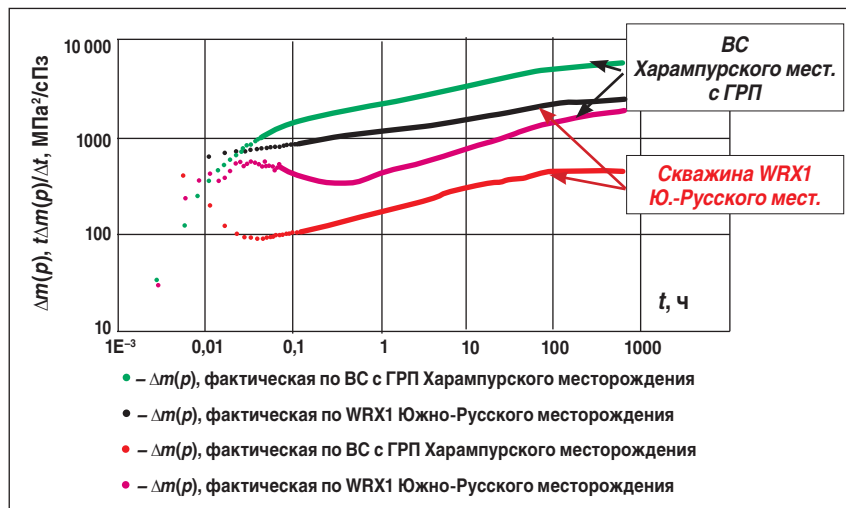


Рис. 3. Диагностический график вертикальных скважин с ГРП Харампурского и Южно-Русского (турон) месторождений

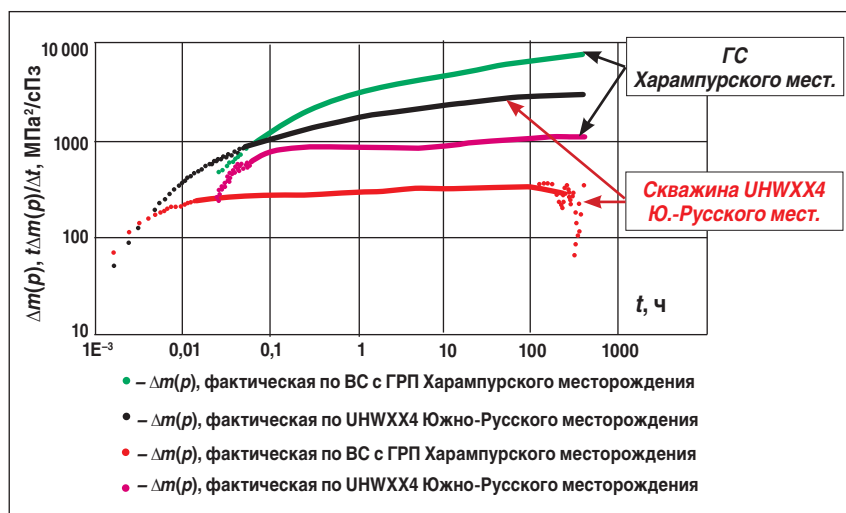


Рис. 4. Диагностический график горизонтальных скважин Харампурского и Южно-Русского (турон) месторождений

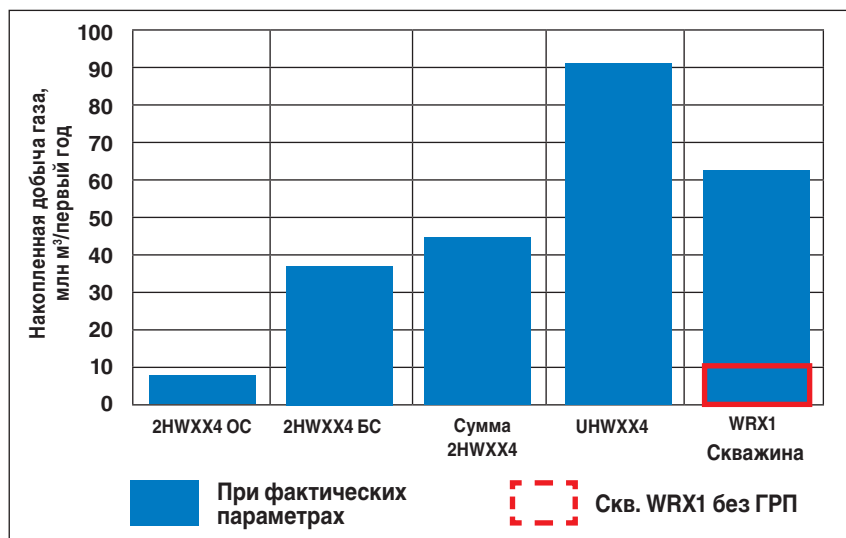


Рис. 5. Оценка эффективности ГРП при $\Delta p = 20\%$ от $p_{пл}$. Накопленная добыча газа в первый год эксплуатации

ной скважины Харампурского месторождения и ГС Южно-Русского НГКМ (рис. 4) видно, что они практически повторяют друг друга в динамике. Данный факт указывает на схожий характер восстановления давления в данных скважинах.

На основании проведенного анализа геолого-промысловой информации и результатов ГДИ скважин туронской залежи Южно-Русского месторождения выполнено моделирование одного года эксплуатации в полученных геологических условиях различных типов заканчивания (рис. 5). По результатам отмечается прирост накопленной добычи газа от 2 до 8 раз в зависимости от типа заканчивания и технологии ГРП.

ВЫВОДЫ

Результаты оценки технологической эффективности освоения туронских газовых залежей Заполярного, Тэрельского, Харампурского и Южно-Русского месторождений свидетельствуют о значительно различающихся продуктивных характеристиках скважин не только по месторождениям, но и в пределах одной залежи.

Выполнение гидродинамических исследований для определения фильтрационных параметров по скважинам согласно [13] и [14], вскрывающим туронские залежи, повсеместно требует больших временных затрат по причине продолжительного выхода на радиальный режим, который достоверно определяет проницаемость в зоне дренирования.

Проведение мероприятий по интенсификации добычи газа методом ГРП обеспечивает повышение продуктивности скважин по всем туронским залежам рассматриваемых месторождений.

Применение горизонтальных скважин не повсеместно обеспечивает высокие добычные характеристики в связи с низкой

песчаностью, высокой расчлененностью и анизотропией.

Реализация технологий горизонтального вскрытия с многостадийным ГРП на Харампурском и Южно-Русском месторождениях свидетельствует о значи-

тельном увеличении добычных характеристик.

В связи с этим требуется:

- пересмотреть традиционные подходы к планированию и проведению интерпретации ГДИ в туронских залежах;

- использовать современное ПО при составлении дизайнов ГДИ и оптимизации технологических потерь углеводородного сырья (УВС) и нормативов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахмедсафин С.К. Исследование и разработки методов и технологий разработки сенон-туронских залежей Севера Западной Сибири: дисс. ... канд. техн. наук. Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. 173 с.
2. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Скрылев С.А. Строение и перспективы газоносности сенонских отложений севера Западной Сибири // Газовая промышленность. 2012. № 676. (Спецвып.: Нетрадиционные ресурсы нефти и газа.) С. 32–37.
3. Давлетбаев А.Я., Жилко Е.Ю., Исламов Р.Р. и др. Особенности проведения исследований скважин в низкопроницаемом газовом пласте // Мат-лы Российской нефтегазовой техн. конф. SPE-176704-RU. М., 2015. 13 с.
4. Лознюк О.А., Суртаев В., Сахань А. и др. Многостадийный гидроразрыв пласта открывает потенциал газоносных туронских залежей в Западной Сибири // Мат-лы Российской нефтегазовой техн. конф. SPE-176706-RU. М., 2015. 16 с.
5. Пересчет запасов газа продуктивного пласта газсалинской пачки Заполярного месторождения по состоянию на 01.01.2005 г. М.: ООО «ЦНИП ГИС», 2005. 170 с.
6. Технологическая схема разработки туронской газовой залежи Тэрельского газоконденсатного месторождения: Отчет о НИР / ООО «ТЭНИ»; Руководитель – Волынская Н.А. М., 2008. 218 с.
7. Воробьев В.В., Красовский А.В., Мавлетдинов М.Г. и др. Моделирование режимов работы экспериментальной двухзабойной скважины на туронской газовой залежи // Наука и ТЭК. 2011. № 2. С. 19–20.
8. Дорофеев А., Ларин А. ОАО «Севернефтегазпром» – пилотный проект по освоению туронских залежей // Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 13–14. С. 88–89.
9. Лапердин А.Н., Сопнев Т.В., Хасаянов Р.Р., Сорокин А.А. Освоение и испытание первой экспериментальной двухзабойной скважины на Южно-Русском месторождении // Наука и ТЭК. 2012. № 1. С. 25–26.
10. Цыганков С.Е., Дорофеев А.А., Воробьев В.В. Инновационные технологии при освоении трудноизвлекаемых запасов газа Южно-Русского месторождения ОАО «Севернефтегазпром» // Сб. трудов XXI-го международного конгресса «Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи». 2012. Т. XXI. № 1. С. 59–63.
11. Истомин В.А., Моисейкин П.А., Абрашов В.Н. и др. Гидратообразование в призабойной зоне пласта при освоении туронских залежей Западной Сибири // Вести газовой науки. 2013. № 5 (16). С. 99–104.
12. Цыганков С.Е., Дорофеев А.А., Воробьев В.В. Инновационные технологии при освоении трудноизвлекаемых запасов газа Южно-Русского месторождения ОАО «Севернефтегазпром» // Сб. трудов XXI-го международного конгресса «Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи». 2012. Т. XXI. № 1. С. 59–63.
13. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
14. СТО Газпром. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. М., 2010.

REFERENCES

1. Akmedsafin S.K. Research and Development of Methods and Technologies of the Development of Cenomanian Gas Reserves of the North of Western Siberia: Ph.D. Thesis in Engineering Science. Tyumen State Oil and Gas University, 2013. 173 p. (In Russian)
2. Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Skrylev S.A. Structure and Gas Potential of Cenomanian Deposits of the North of Western Siberia. 'Gazovayapromyshlennost' = Gas Industry, 2012, No. 676, Special Issue: Unconventional Oil and Gas Resources, P. 32–37. (In Russian)
3. Davletbaev A.Ya., Zhilko E.Yu., Islamov R.R., et al. Peculiarities of Well Research in a Low-Permeability Gas Formation. Materials of the Russian Oil and Gas Engineering Conference, SPE-176704-RU, Moscow, 2015, 13 p. (In Russian)
4. Loznyuk O.A., Surtaev V., Sakhan A., et al. Formation Multi-Stage Fracturing Discovers the Potential of Turonian Gas Deposits in Western Siberia. Materials of the Russian Oil and Gas Engineering Conference, SPE-176706-RU, Moscow, 2015, 16 p. (In Russian)
5. Recalculation of Gas Reserves of the Pay Formation of the Gas-Salinsk Member of the Transpolar Field as of January 1, 2005. Moscow, Center of Scientific Research, Design, Fossil Raw Materials Geology LLC, 2005, 170 p. (In Russian)
6. Process Development Scheme of the Turonian Gas Deposit of the Terelskoe Gas Condensate Field: R&D Report. Fuel and Energy Independent Institute LLC; Head of R&D – N.A. Volynskaya. Moscow, 2008, 218 p. (In Russian)
7. Vorobyev V.V., Krasovsky A.V., Mavletdinov M.G., et al. Modeling Modes of Operation of a Double-Lateral Well at the Turonian Gas Deposit. Naukai TEK = Science and Fuel and Energy Complex, 2011, No. 2, P. 19–20. (In Russian)
8. Dorofeev A., Larin A. Severneftegazprom OJSC – A Pioneering Project of the Development of Turonian Deposits. 'Neftegazovayavertikal' = Oil and Gas Vertical, 2011, No. 13–14, P. 88–89. (In Russian)
9. Laperdin A.N., Sopnev T.V., Khasayanov R.R., Sorokin A.A. Development and Test of the First Experimental Double-Lateral Well at the Yuzhno-Russkoye Field. Naukai TEK = Science and Fuel and Energy Complex, 2012, No. 1, P. 25–26. (In Russian)
10. Tsygankov S.E., Dorofeev A.A., Vorobyev V.V. Innovation Technologies when Developing Hard-to-Recover Gas Reserves at the Yuzhno-Russkoye Field of Severneftegazprom OJSC. Collected Works of the 21st International Congress "New Technologies in Gas, Oil, Energy and Communications Industries", 2012, Vol. XXI, No. 1, P. 59–63. (In Russian)
11. Istomin V.A., Moiseykin P.A., Abrashov V.N., et al. Hydrate Formation in the Bottom Hole Zone when Developing Turonian Deposits in Western Siberia. Vestigazovoinauki = Gas Science Bulletin, 2013, No. 5 (16), P. 99–104. (In Russian)
12. Tsygankov S.E., Dorofeev A.A., Vorobyev V.V. Innovation Technologies when Developing Hard-to-Recover Gas Reserves at the Yuzhno-Russkoye Field of Severneftegazprom OJSC. Collected Works of the 21st International Congress "New Technologies in Gas, Oil, Energy and Communications Industries", 2012, Vol. XXI, No. 1, P. 59–63. (In Russian)
13. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instruction on Comprehensive Research of Gas and Gas Condensate Formations and Wells. Moscow, Nedra, 1980, 301 p. (In Russian)
14. Gazprom Company Standard. Instruction on Comprehensive Research of Gas and Gas Condensate Wells. Moscow, 2010.