рассола с помощью цементировочного агрегата. Ванна устанавливается на равновесии, после чего приступают к подъему транспортировочной колонны с фиксацией объемов долива. На всю операцию по установке ванны затрачивается не более часа. Дальнейшие работы производятся в соответствии с обычным планом работ. До освоения скважины после установки N-FLOW проходит около 48 часов.

Таким образом, опыт применения системы N-FLOW для обработки ПЗП на нефтяных и газоконденсатных месторождениях в России и во всем мире показывает, что технология достаточно универсальна и вариативна. Были успешно проведены работы на терригенных и карбонатных коллекторах, в условиях различных температур и давлений, на свежепробуренных скважинах и на скважинах, долгое время находящихся в эксплуатации. В большинстве случаев имеется положительный эффект от применения системы. В условиях Восточно-Мессояхского месторождения эффективность брейкерных систем подтверждена фактическими запускными дебитами скважин. Продуктивность новых пробуренных скважин, где на этапе заканчивания применялся брейкер N-FLOW<sup>ТМ</sup>, на 15 % выше, чем по скважинам законченным без ОПЗ. Помимо эффекта от дополнительной добычи преимуществом использования брейкеров является более простой процесс очистки и освоения скважин после бурения.

#### Библиографический список

- 1. Formation Damage and Horizontal Wells A Productivity Killer? / D. Brant Bennion [et al.] // International Conference on Horizontal Well Technology held in Calgary. SPE 37138. Alberta, Canada, 1995. P. 18–20.
- 2. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе / 3. Р. Давлетов [и др.]. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2012.
- 3. Харитонов А. Б. Обработка призабойной зоны система N-FLOW. Опыт применения в России // Бурение и нефть. 2010 № 6. С. 10–12.
- 4. Successful Deployment of a New Stimulation Chemical, Post Horizontal Open-Hole Gravel Pack in Wells Drilled with both Water-Based and Oil-Based Drill-In Fluid / E. Davidson [et al.]. –SPE/IADC 101964, Mumbai, India: SPE/IADC Indian Drilling Technology Conference and Exhibition, 2006.

## Сведения об авторах

Мисбахов Рамиль Жаудатович, начальник отдела, AO «Мессояханефтегаз», г. Тюмень, e-mail: Misbakhov R.Zh@tmn.gazprom-neft.ru

Мартынов Михаил Евгеньевич, начальник управления, AO «Мессояханефтегаз», г. Тюмень, e-mail: Martynov.ME@tmn.gazprom-neft.ru

Коваленко Игорь Викторович, к. т. н., начальник отдела, ООО «Газпромнефть – НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Сохошко Сергей Константинович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: sksohosh-ko@mail.ru

### Information about the authors

**Misbakhov R. Zh.,** Head of the Department, JSC «Messoyakhaneftegaz», Tyumen, e-mail: Misbakhov.RZh@tmn.gazprom-neft.ru

Martynov M. E., Head of the Department, JSC «Messoyakhaneftegaz», Tyumen, e-mail: Martynov.ME@tmn.gazprom-neft.ru

Kovalenko I. V., Candidate of Engineering, Head of the Department, LLC «Gazpromneft – NTC», Tyumen, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

**Sokhoshko S. K.,** Candidate of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

УДК 622.691.24(571.122)

# РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБЪЕКТА ПУНГИНСКОГО ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА

RESULTS OF THE EVALUATION OF THE QUALITY
OF THE OPENING OF THE OPERATIONAL OBJECT OF THE PUNGINSKOYE
UNDERGROUND GAS STORAGE

# В. П. Овчинников, И. Г. Яковлев, К. В. Бекмурзаев, О. В. Рожкова, Д. С. Герасимов

V. P. Ovchinnikov, I. G. Yakovlev, K. V. Bekmurzayev, O. V. Rozhkova, D. S. Gerasimov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень OOO «НПП Инновации ТЭК», г. Тюмень

Немаловажным значением развития топливно-энергетического комплекса страны является строительство подземных хранилищ газа (ПХГ), и в частности Пунгинского, которое расположено на территории Березовского района, находящегося на северо-западе ХМАО — Югры. Район обладает благоприятными предпосылками для социально-экономического развития: наличие разнообразных природных ресурсов (обширных лесных массивов, минерально-сырьевых ресурсов, запасов рыбы и пушнины), сеть транспортных, водных и энергетических коммуникаций, современные населенные пункты и промышленные сооружения, прежде всего нефтегазовые.

В структурном отношении, согласно работе [1], Пунгинское ПХГ приурочено к березовской моноклинали — брахиантиклинальной складке сложной конфигурации северо-восточного простирания, размером 11 х 9 км. Ядром Пунгинской структуры является выступ гранитного палеозойского фундамента, на общем цоколе которого обособляются три вершины, разделенные углублениями до 100 м. Вершины четко ориентированы в северо-восточном направлении. По кровле пласта П Пунгинское поднятие оконтуривается изогипсой и абсолютной отметкой минус 1 800 м, амплитуда понятия более 280 м. Поднятие характеризуется пологим залеганием слоев в сводовой и сравнительно крутым (6°30") — в присводовой частях. На крылья выполаживания слоев — до 1°.

Промышленная газоносность Пунгинского месторождения связана с песчаноракушняковым пластом П вогулкинской пачки (абалакская свита верхней юры), кристаллическими породами фундамента палеозойского возраста (граниты) и его коры выветривания. Разнотипные по стратиграфии и литологической характеристике коллекторы отмеченных комплексов пород представляют единый газовый резервуар с ярко выраженной гидрогазодинамической взаимосвязью.

На месторождении запланировано и осуществлено сооружение 17 эксплуатационных скважин с четырех кустов. Все скважины имеют наклонно направленный профиль ствола. Согласно проектной документации, на строительство эксплуатационных скважин на Пунгинском ПХГ в составе стройки и бурения эксплуатационного на ПХГ объекта рекомендован спуск в интервал продуктивного горизонта (пласт П — 1 650–1 730/1 793–1 892 м) хвостовика-фильтра (ВС-168) производства ОАО «Тяжпрессмаш». Для его вскрытия — безглинистый полисахаридный раствор на основе биоксана и полимеров ПАЦ-Н и ПАЦ-В, содержащий кольматирующие добавки КФ 1-5Ц, Микан-40, Полипаг, мраморную крошку МР-4 и другие реагенты специфического назначения (сода кальцинированная, бикарбонат, каустическая, ФХЛС, Полидеф, бактерицид, СМЭГ-5, силанж, полиэколь). Всего — 17 ингредиентов и более.

Для оценки возможности выполнения функциональных задач строящегося Пунгинского ПХГ был проведен комплекс гидродинамических исследований (ГДИ) по уточнению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта, предназначенного для закачивания газа: геометрии залежи; получению информации о состоянии призабойной зоны пласта (ПЗП).

Методология проведения исследований соответствовала [2, 3]. Использовалась технология полнопоточных замеров с частотным выпуском газа в атмосферу с применением сепарационной установки ГС-1-6, 3-800 и измерительной аппаратуры АЦМ-6Г, АЦМ-7 (Keller), АЦМ-6У; для обработки полученной информации — программный комплекс «Saphir» на платформе производителя «Карра Ingineering». Отбор проб осуществлялся на поверхности в соответствии [3] с использованием контейнеров КЖ-400, КЖО-4 производства «Недракам». Вызов притока из пласта проводился путем перевода скважины на газоконденсат с последующим снижени-

ем уровня жидкости методом компрессирования азотной установкой с циклической заказчкой буферных пачек газового конденсата [4].

После получения притока (фонтана газа) были проведены работы по очистке скважины от технологических жидкостей на режимах освоения методом переменных депрессий, после чего осуществлялись комплекс стандартных газодинамических исследований методом установившихся отборов на нескольких режимах, а также исследования скважин на газоконденсатность.

По мере накопления информации по прямым, полевым замерам и обработки исследований была выработана оптимальная, выдержанная по длительности, единая программа по отработке скважин, которая реализована сменой штуцеров следующих диаметров: 14 мм; 20 мм; 35 мм; 40 мм; 50 мм; 36 мм/46 мм (ГКИ); мини КВД-35 мм; 20 мм.

Сведения по гидродинамическим исследованиям, полученные с использованием штуцеров 12–16 мм со скв. 103, представлены на рисунке 1.

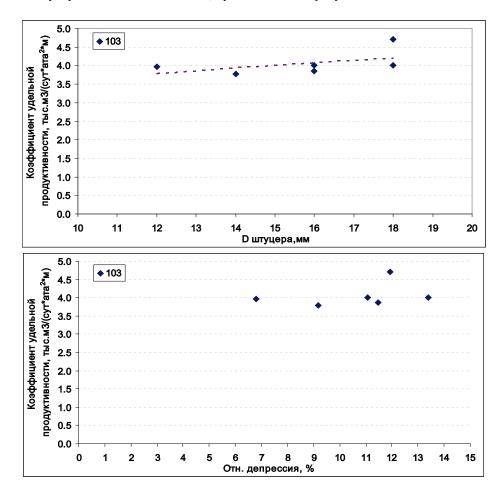


Рис. 1. Результаты гидродинамических исследований по скв. 103

Скважина не была освоена. Изменение удельной продуктивности за счет кратного увеличения депрессии незначительно. По-видимому, ПЗП сильно закольматирована [5].

На рисунке 2 представлена информация по результатам обработки кривой восстановления давления (КВД).

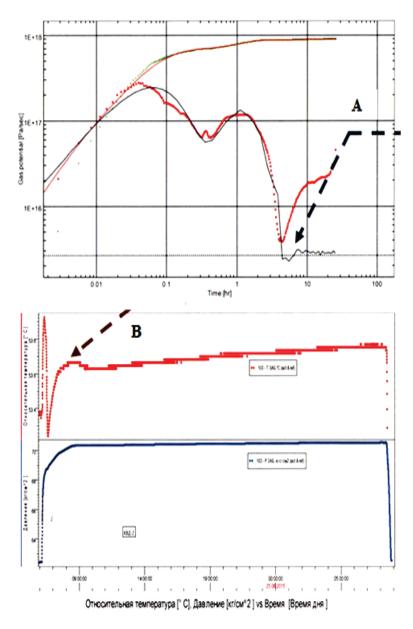
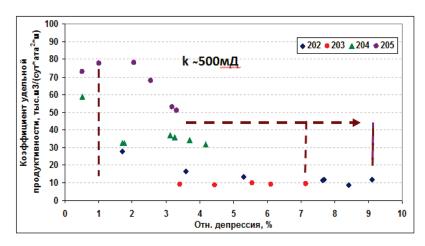


Рис. 2. **Результаты кривой восстановления давления:** A — радиальное течение притока не диагностируется; B — приточно-поглощающие явления

Установлены следующие показатели: проницаемость пласта (K) составляет 353 мД; общая проницаемость ( $K^*h$ ) — 13 778 мД\*м; скин-фактор ( $S_o$ ) — 62,8;  $\frac{ds}{da}=0,575$ ; забойное давление  $P^*=71,7$  ата; производительность скважины при штуцере диаметром 20 мм — 215 тыс. нм³/сут; скорость газового потока ( $V_{en}$ ) — 2,1 м/с. Методы повышения структурных характеристик порового пространства ПЗП, в частности соляно-кислотная обработка, рекомендованы для применения в скважине.

На рисунке 3 представлены сведения ГДИ по скважинам куста № 2 (скв. 202, 203, 204, 205).



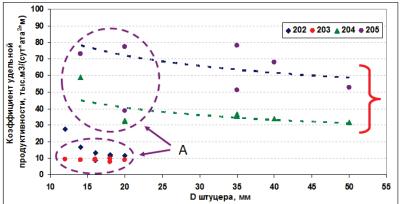


Рис. 3. Результаты гидродинаических исследований по скважинам куста № 2

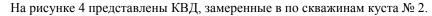
Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- результаты расчетов не соизмеримы между собой (A);
- кратность расхождения удельной производительности (при разных диаметрах штуцеров) от величины депрессии достигает 7–9 раз;
- изменение удельной продуктивности по выполненной программе отсутствует;
- наличие высокой степени кольматации ПЗП отмечено в скв. 202 и 203. Результаты проведенных испытаний скважин куста № 2 по ПЗП сведены в таблицу 1.

Результаты испытаний скважин куста № 2

Номер скважины	k, мД	k*H <sub>эф</sub> , мД*м	S <sub>o</sub>	$\frac{ds}{da}$	Р*, ата	Q <sub>20</sub> , тыс. нм <sup>3</sup> /сут	V <sub>гп</sub> , м/с	Н <sub>эф</sub> , м	Н <sub>ск</sub> , м		
202	450	11 385	37,2	0,073	74,9	294	2,66	25,3	1 700		
203	230	8 418	39,2	0,020	74,6	270	2,45	36,6	1 700		
204	510	25 653	18,6	0,004	74,5	318	2,63	50,3	1 800		
205	650	18 980	6	0,018	74,5	290	2,818	29,2	1 800		
Среднее											
	460	16 109	25,25	0,028	74,6	293	2,56	35,4	1 750		

Таблица 1



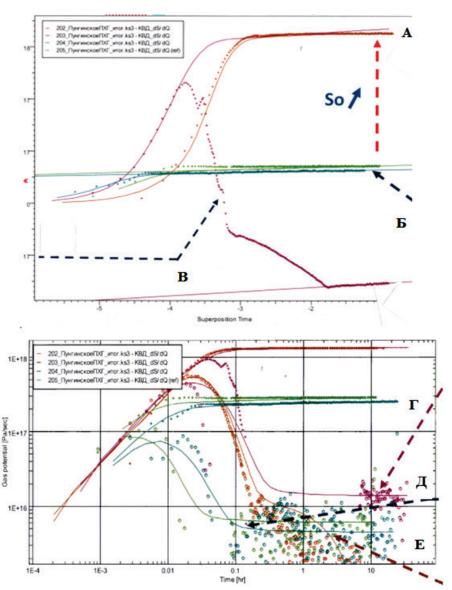
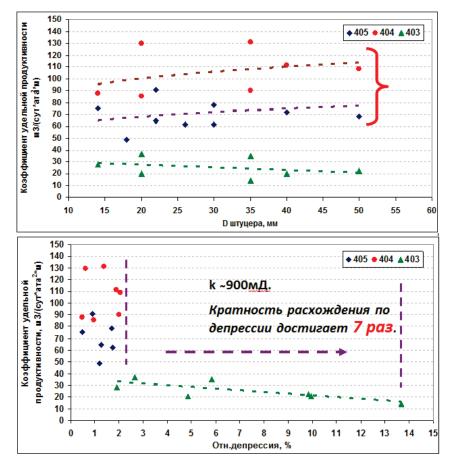


Рис. 4. Динамика изменения величины давления: A- скин-фактор 37,2÷39,2 (скв. 202, 203, скв. 202 не освоена); E- условия фильтрации одинаковы, скважины освоены (скв. 204 и 205); B- резкое падение давления (скв. 203);  $\Gamma-$  приток из пласта на скв. 203 отмечен после 8 часов испытаний;  $\mathcal{J}-$  выход на участок радиального течения; E- падение кривой производной  $P_{3a6}$  и ее стабилизация после 6 часов испытаний

В целом по кусту 2 поставленные задачи были выполнены, было рекомендовано в скв. 202 и 203 провести комплекс ПГИ по выяснению технического состояния колонн, а также осуществить соляно-кислотную обработку ПЗП.

Аналогичный комплекс исследований был проведен и по скважинам куста № 4 (скв. 403, 404, 405). Так, на рисунке 5 представлены сведения ГДИ по ним, а на рисунке 6 — кривые восстановления давлений.



Puc. 5. Peзультаты гидродинаических исследований по скважинам куста № 4

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- скв. 404 и 405 обладают высоким потенциалом; скважины освоены; отмечается тренд к росту удельной продуктивности при увеличении депрессии;
- в ПЗП скв. 403 отмечена низкая эффективность отработки на больших величинах депрессии, что, по-видимому, обосновано наличием высоких фильтрационных сопротивлений из-за ее кольматации. Рекомендовано выполнение солянокислотной обработки призабойной зоны пласта.

Сведения о фильтрационных характеристиках пласта представлены в таблице 2.

Таблица 2

Сведения о результатах исследований призабойной зоны пласта в скважинах куста № 4

Номер	k,	k*H₃₀,	So	ds	P*,	Q <sub>20</sub> ,	V <sub>гп</sub> ,	Н₃ф,	Нек,		
скважины	мД	мД*м	<b>3</b> <sub>0</sub>	$\overline{da}$	ата	тыс. м <sup>3</sup> /сут	м/с	M	M		
403	860	36 636	3,4	0,137	74,63	387	3,0	42,6	1 620		
404	925	30 525	3,4	0,054	75,13	324	2,6	33	1 640		
405	850	25 245	26,2	0,0334	73,8	311	2,7	29,7	1 600		
Среднее											
	729	30 802	11,0	0,0586	74,52	341	2,77	35,1	1 620		

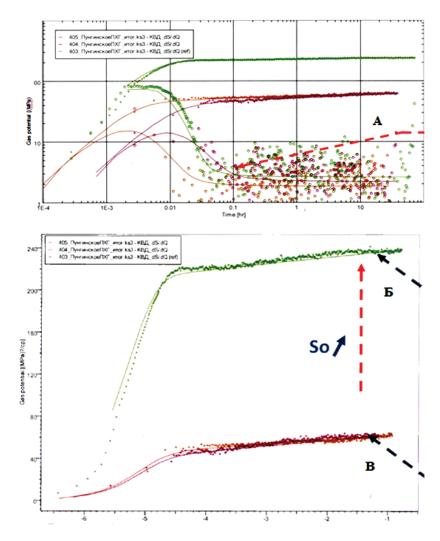


Рис. 6. **Динамика изменения давления:** А — выход на участок радиального течения; Б — скин-фактор 26,2 (скв. 403); В — одинаковые условия фильтрации газа в пласте, скин-фактор минимальный (скв. 405 и 404)

Таким образом, представленный в данной работе материал результатов исследований позволяет сделать следующие выводы:

- выявлена выдержанность фильтрационно-емкостных свойств на исследуемом объекте;
- выделяется достаточно широкий диапазон значений по проницаемости пласта (200–900 мД), среди которых диагностируются две группы: 500–600 мД и 800–900 мД, что говорит о выдержанности проницаемости (ФЕС) в интервале высоких значений без резких отклонений и о наличии незначительной площадной неоднородности. Полученное значение проницаемости по скв. 202, соответствующее 230 мД, является разовым отклонением и вероятным следствием «пилотной», вводной частью промысловой программы исследования скважин;
- высокие значения скин-фактора на газовых скважинам, особенно в условиях высокой проницаемости, обусловлены турбулентностью газового потока и возникновением больших фильтрационных сопротивлений. Данное явление сложно поддается прогнозированию и закономерности, в связи с чем интенсивность дополнительного сопротивления варьируется при разных обстоятельствах;

- применяемая технология исследований газовых скважин, с применением штуцеров Ø14-50 мм, с высокой степенью достоверности дает сведения о продуктивности скважин и их ФЕС;
- рекомендуется увеличить нормативное время отработки скважин на 8 режимах до 12 часов на каждом с сохранением длительности КВД в 24–48 часов;
- рекомендуется по результатам освоения скважин Пунгинского ПХГ сразу производить декольматацию призабойной зоны с применением технологии соляно-кислотной обработки без глушения скважины;
- рекомендуется на кустах № 1 и № 2 провести соляно-кислотную обработку на «гибкой трубе» с матричной обработкой пласта и увеличением скорости потока жидкости из пласта для вывода скважин на проектные дебиты 1 000-1 200 т. м<sup>3</sup>/сут.

#### Библиографический список

- Проект на строительство эксплуатационных скважин на Пунгинском подземном хранилище газа (ПХГ) в составе стройки «Бурение эксплуатационное на ПХГ». – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2014
- Зотов Г. А., Алиев З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и
- скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
  3. Р Газпром 086–2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. Часть І. М.: Газпром экспо, 2011. 234 с.
- Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин.
- Часть II. М.: Газпром экспо, 2011. 319 с. 5. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т.: учеб. для студентов вузов / Под общей ред. В. П. Овчинникова. – Тюмень: ТИУ, 2017.

#### Сведения об авторах

Овчинников Василий Павлович, д. т. н., профессор, гюменский индустриальный 8(3452)283679 университет,

Бекмурзаев Константин Владимирович, заместитель генерального директора по бурению, ООО «НПП Инновации ТЭК», г. Тюмень, тел. 89829818791, e-mail: kbek1807@vandex.ru

Яковлев Игорь Григорьевич, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, генеральный директор, OOO «НПП Инновации ТЭК», г. 89526715102, e-mail: yakovleff@yandex.ru Тюмень, тел.

Рожкова Оксана Владимировна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел.

Герасимов Дмитрий Семенович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390363

#### Information about the authors

Ovchinnikov V. P., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283679

Bekmurzayev K. V., Deputy General Director for Drilling, LLC «NPP Innovations TEK», Tyumen, phone: 89829818791, e-mail: kbek1807@yandex.ru

Yakovlev I. G., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling of Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, General Director of LLC «NPP Innovations TEK», Ty 89526715102, e-mail: yakovleff@yandex.ru Tyumen,

Rozhkova O. V., Assistant at Department of Drilling of Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283679

Gerasimov D. S., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling of Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363

## УДК 622.276

# МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖЛЕНИЙ METHODS OF INCREASING PROJECT LEVELS OF CRUDE OIL PRODUCTION AT THE DEVELOPMENT OF MULTILAYER DEPOSITS

## В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский

V. V. Panikarovskii, E. V. Panikarovskii

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта; интервал перфорации; трещина ГРП; обводненность; толщина глинистого экрана Key words: hydraulic fracturing; perforation interval; hydraulic fracture; water-cut; thickness of shale baffle

Разработка многопластовых нефтяных и газовых месторождений, продуктивные пласты которых обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами