



**С.В. Бучинский**  
канд. техн. наук  
ООО «ТННЦ»<sup>1</sup>  
директор департамента геологии и  
разработки месторождений  
svbuchinskiy@tinnc.rosneft.ru



**А.А. Чусовитин**  
ООО «ТННЦ»<sup>1</sup>  
заместитель генерального директора по  
геологии и разработке  
AAChusovitin@tinnc.rosneft.ru



**И.О. Ошняков**  
ООО «ТННЦ»<sup>1</sup>  
главный специалист  
oioshnyakov@tinnc.rosneft.ru



**А.Ю. Королев**  
ООО «Кынско-Часельское нефтегаз»<sup>2</sup>  
главный геолог  
KorolevAYu@kchn.ru

# Перспективы промышленной разработки запасов газа низкопроницаемых коллекторов туронских отложений харампурского месторождения

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр». Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, 42.

<sup>2</sup>ООО «Кынско-Часельское нефтегаз». Россия, 629830, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Губкинский, территория Панель 1, д. 3, производственная база 0028.

<sup>3</sup>ПАО «НК «Роснефть». Россия, 117997, Москва, Софийская набережная, 26/1.

*Рассмотрены перспективы ввода в промышленную эксплуатацию туронских отложений газа, особенности оценки геологических запасов газа, проблемы разработки, текущее состояние опытно-промышленных работ, а также перспективы вовлечения запасов туронских отложений в полномасштабную разработку на Харампурском месторождении*

**Ключевые слова:** туронские отложения; Харампурское месторождение; низкопроницаемый коллектор; оценка геологических запасов газа; результаты опытно-промышленных работ; проблемы и перспективы разработки

**П**родуктивные отложения туронского возраста в составе кузнецовской свиты имеют региональное развитие и охватывают восточную часть Западной Сибири, однако до недавнего времени не представляли промышленного интереса. На сегодняшний день большая часть добываемых запасов газа в Западной Сибири приходится на сеноманские залежи, находящиеся в стадии падающей добычи. Продуктивность надсеноманских отложений установлена на большинстве месторождений, на которых продуктивны сеноманские пласты. В целом по Западной Сибири в туронских отложениях насчитывается более 3 трлн м<sup>3</sup> газа, что позволяет рассматривать их как высокопотенциальные источники промышленной добычи углеводородов. Оценка запасов газа туронских залежей промышленных категорий по месторождениям Ямало-Ненецкого автономного округа превышает 1,5 трлн м<sup>3</sup> (рис. 1). Промышленная эксплуатация туронских залежей газа в настоящее время не ведется. Одним из опытных участков по освоению этих залежей является Харампурское месторождение (недропользователь – ПАО «НК «Роснефть»).

Основными трудностями промышленной разработки туронских газовых залежей Харампурского месторождения являются низкая проницаемость пласта (проницаемость по ГИС 2,3 мД, эффективная проницаемость по ГДИ порядка 1,5 мД), высокая расчлененность (> 12), высокое содержание глинистых фракций – хлорита, каолинита, иллита и монтмориллонита, высокая макро- и микро неоднородность коллектора, невыдержанность эффективных толщин в плане и разрезе (и как следствие – низкая гидродинамическая связность пласта). В свою очередь, сравнительно низкая температура пласта, равная 26–28 °С, предопределяет работу скважин в гидратном режиме. Отдельную исследовательскую проблему представляет неоднозначность выделения эффективных толщин и насыщенности стандартными геофизическими методами. Основные геолого-физические характеристики туронских отложений Харампурского месторождения приведены в таблице (табл. 1).

Запасы свободного газа пласта Т составляют порядка 80% всех запасов свободного газа на месторождении. Туронская залежь Харампурского месторождения сложена преимущественно морскими и прибрежно-морскими отложениями (7% – пески, 16% – крупнозернистый алевролит, 47% – мелкозернистый алевролит, 30% – глинистый цемент), залегает на глубине 940,7–1086,6 м. В ходе геологоразведочных и поисковых работ пласт Т был испытан в 37

скважинах, получены притоки газа от 6 тыс. м<sup>3</sup>/сут до 63 тыс. м<sup>3</sup>/сут на депрессии порядка 6 МПа, что подтвердило достаточно низкую продуктивность вертикальных скважин без проведения ГРП.

При выполнении научно-исследовательских и опытно-промышленных работ на Харампурском месторождении, авторы ставили перед собой две основные задачи:

- разработка методики выделения коллекторов и определения подсчетных параметров, подходящей для неоднородных низкопроницаемых надсеноманских пластов;

- подбор технологии рентабельного вовлечения запасов в разработку в условиях низкой проницаемости и плохой связности коллекторов.

С целью уточнения геологического строения и основных петрофизических параметров пласта Т специалистами ООО «ТННЦ» разработана специальная методика комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин [1]. Суть этой методики заключается в использовании гетерогенной модели коллектора и современных специальных исследований ГИС и керна. В масштабе разрешающей способности ГИС коллектор пласта Т не является однородным, содержит микропрослои и включения неколлектора, а отложения, интерпретируемые как неколлектор, в свою очередь, могут содержать микропрослои и включения коллекторов (рис. 2). Толщина таких микропрослоев может составлять несколько миллиметров.

Толщины меньше 40 см не выделяются стандартными методами ГИС, а значит, микропрослои коллекторов и неколлекторов формируют единый отклик ГИС. Это не позволяет достоверно определить эффективную толщину и свойства коллекторов в гетерогенном разрезе, используя подходы для однородных коллекторов.

Для оценки эффективной толщины использовались методы, позволяющие изучать разрез с высоким разрешением (томография полноразмерного керна, электрические микроимеджеры), или, как в случае с триаксиальным индукционным каротажем, позволяющие определить долю коллектора и неколлектора в масштабе стандартных методов ГИС [2]. Для интерпретации скважин с ограниченным комплексом ГИС для определения доли коллектора (NTG) использовалась зависимость от  $A_{nc}$ , построенная по данным томографии полноразмерного керна. Результатом такой интерпретации является кривая NTG, характеризующая долю коллектора на каждом кванте глубины, а эффективная толщина определяется как произведение наблюдаемой толщины на долю

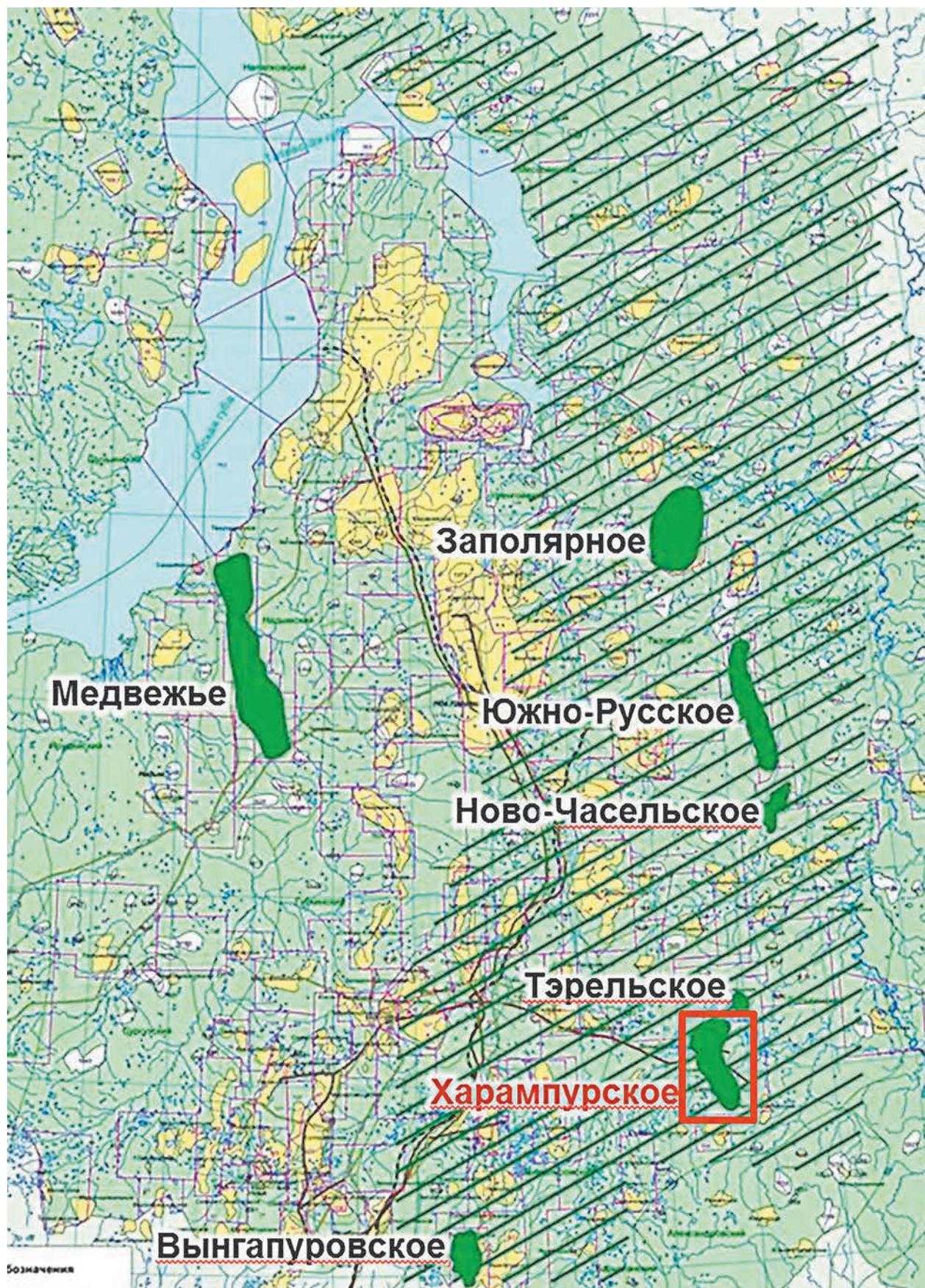


Рис. 1.  
Наиболее перспективные участки туронских залежей газа в ЯНАО

Параметр	Значение
Глубина залегания, м	940,7–1086,6
$H_{\text{общ}}$ , м	41,8
$H_{\text{эфф.г.н.}}$ , м	14,1
$K_n$ (по ГИС), %	29
$K_{\text{пр}}$ (по ГИС), мД	2,27
$K_{\text{г.н.}}$ , д.ед.	0,55
$T_{\text{пл}}$ , °C	26
$P_{\text{пл}}$ , МПа	10,9
Относит. плотность газа	0,564

Таблица 1.

Основные геолого-физические характеристики пласта Т

коллектора (NTG) в пределах этой толщины (рис. 3).

Коэффициент пористости той доли горной породы, которая относится к коллекторам, определяется по уравнению материального баланса из пористости общей пачки с учетом NTG.

Туронские отложения характеризуются низкими значениями удельного электрического сопротивления (УЭС) по данным стандартных методов ГИС и, как следствие, низкими значениями  $K_r$ . Но при этом на месторождении были получены притоки газа дебитом более 60 тыс.м<sup>3</sup>/сут. (Это следствие так называемого «шунтирующего» эффекта неколекторов, когда электрический ток по аналогии с потоком воды течет по пути наименьшего сопротивления, а в нашем случае – это насыщенные связанной водой неколекторы). Поскольку электрический ток течет в большей степени по низкоомным неколекторам, то показания электрических методов характеризуют в большей степени не-

коллектор в составе гетерогенной пачки. Чтобы проиллюстрировать описываемые эффекты, достаточно проанализировать поведение кривых ГИС при известном распределении коллектора (решение прямой задачи). На основе случайного распределения пропластков неколектора с различным значением NTG построены стандартные кривые ГИС (рис. 4).

Небольшое увеличение содержание глин приводит к значительному уменьшению кажущегося УЭС, но не меняет интерпретируемых эффективных толщин (ср. NTG = 100% и NTG = 90%). При значительном содержании глин интерпретируемые толщины по стандартным методам зависят в равной степени и от NTG, и от распределения пропластков по глубине (ср. две реализации с одинаковым содержанием глин NTG = 50%).

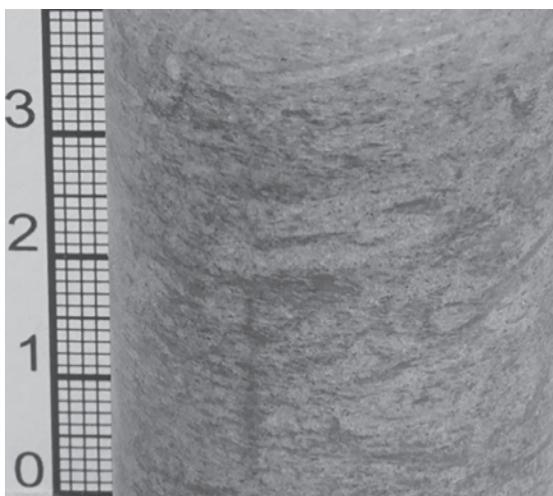
В ходе создания петрофизической модели отложений турона разработана методика корректной оценки коэффициента газонасыщенности ( $K_g$ ) коллектора, основанная на гетерогенной модели коллектора и современных специальных исследованиях ГИС и керна, что позволило привести в соответствие результаты интерпретации ГИС и данные по испытанию скважин Харампурского месторождения.

Для создания модели были использованы данные специальных геофизических исследований (ЯМК, МВДК, триаксиальный ИК, эл. микроимиджеры) и анализа керна по новой скважине А Харампурского месторождения, пробуренной в 2016 г. (табл. 2).

Сравнительный анализ статистики значений газонасыщенности, определенных в скв. А Харампурского месторождения стандартным методом и по методике ТННЦ, показывает насколько занижена начальная насыщенность при стандартных подходах (рис. 5). Расширенный комплекс ГИС позволил получить оценку ФЕС и коэффициента газонасыщенности туронских

Рис. 2.

Стандартный образец керна, отобранного из интервала турона на Харампурском месторождении

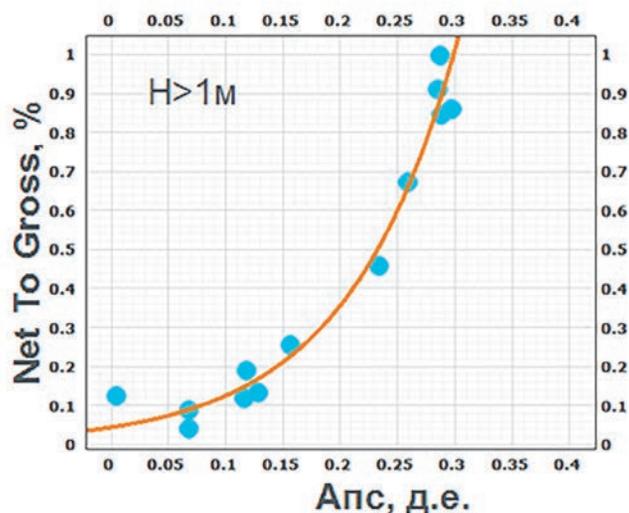


отложений Харампурского месторождения, согласующуюся с результатами испытаний скважин и учитывающую микро-неоднородность коллектора пласта Т.

С целью доизучения и уточнения добычных возможностей туронской газовой залежи Харампурского месторождения, компанией ПАО «НК «Роснефть» в 2013 г. были пробурены три скважины с разным типом заканчивания: вертикальная скважина с ГРП, горизонтальная скважина с длиной горизонтального участка 600 м, горизонтальная скважина с применением трех стадийного ГРП (рис. 6).

Результаты газодинамических исследований пробуренных скважин подтвердили высокую эффективность применения технологии МГРП (многостадийного гидроразрыва пласта) для низкопроницаемых туронских газовых залежей (рис. 7). Так, по скв. № 1 (ВС с ГРП) продуктивность после проведения ГРП возросла в 3,4 раза. Геометрия трещины подтверждена данным ПГИС (высота составляет 41 м.), эффективная полуудлина трещины определена по результатам ГДИС равной 65 м. По результатам потокометрии ГРП позволил наиболее полно вовлечь пласт в разработку (коэффициент работающих толщин равен единице), основной приток флюида приходится на середину трещины. Исследования на установке «Надым» при депрессии 3,5 МПа показали низкое значение КВЧ (количество взвешенных частиц) и воды в продукции скважины (рис. 8).

Скв. № 2 является горизонтальной, с длиной горизонтального участка 600 м. Продуктивность скв. № 2 выше в 1,4 раза, чем по скв. № 1 до проведения ГРП, однако существенно ниже



**Рис. 3.**  
 Пример зависимости доли коллектора от  $A_{пс}$

(в 2,3 раза), чем по скв. № 1 после проведения ГРП. По результатам потокометрии коэффициент работающих толщин составил 0,8, не работает средняя часть ствола, соответствующая зоне ухудшенных коллекторских свойств, в «носке» скважины скапливается жидкость и песок. Исследования на установке «Надым» при депрессии 3,5 МПа показали повышенное значение КВЧ и воды в продукции скважины. Данный тип заканчивания показал низкую эффективность применения стандартных типов заканчивания скважин для туронских отложений.

Скв. № 3 является горизонтальной с проведением 3-стадийного ГРП. Продуктивность скважины в 4,4 раза выше, чем по скв. № 1 до проведения ГРП. Три стадии ГРП с высотой тре-

**Таблица 2.**

Расширенный комплекс исследований в скважине А Харампурского месторождения

Метод ГИС	Назначение
НК, ГГКп, ГГКс, ПС, КВ	Базовый набор методов ГИС
<i>OBMI</i>	<i>Оценка NTG</i>
<i>RT Scanner</i>	<i>Оценка NTG и УЭС кол.</i>
<b>CMR (ЯМК)</b>	<b>Оценка <math>K_p</math> и <math>K_{пр}</math></b>
Litho Scanner, HNGS	Минерально комп. мод.
Dielectric Scanner	Оценка $K_r$
SonicScanner	Сопровождение сеймики, геомеханика
Метод исследования керна	Назначение
Рутинные	Оценка ФЕС
<i>Томография полноразмерного керна</i>	<i>Оценка качества отбора, оценка NTG</i>
Минеральные (РСА, РФА), грансостав	Изучение минерального и гранулометрического состава
Коэффициент вытеснения	Поправка за газ в методы ГИС. Гран. $K_p$ .
Сохранённая водонасыщенность	Оценка $K_r$

□ Основные методы    □ Расширенные методы    □ Ключевые расширенные методы

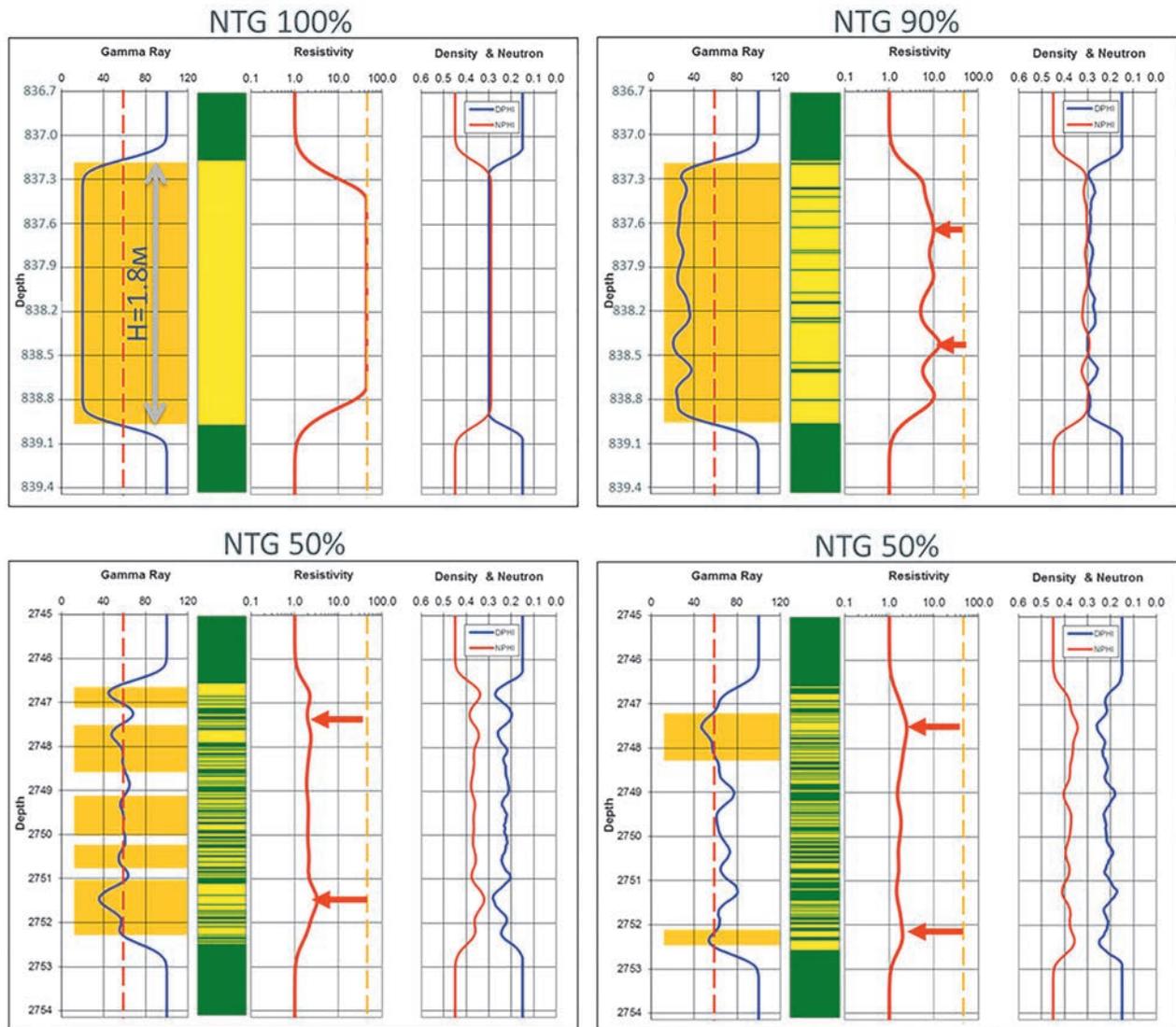


Рис. 4.  
Физические основы проблемы выделения коллекторов в туронских отложениях

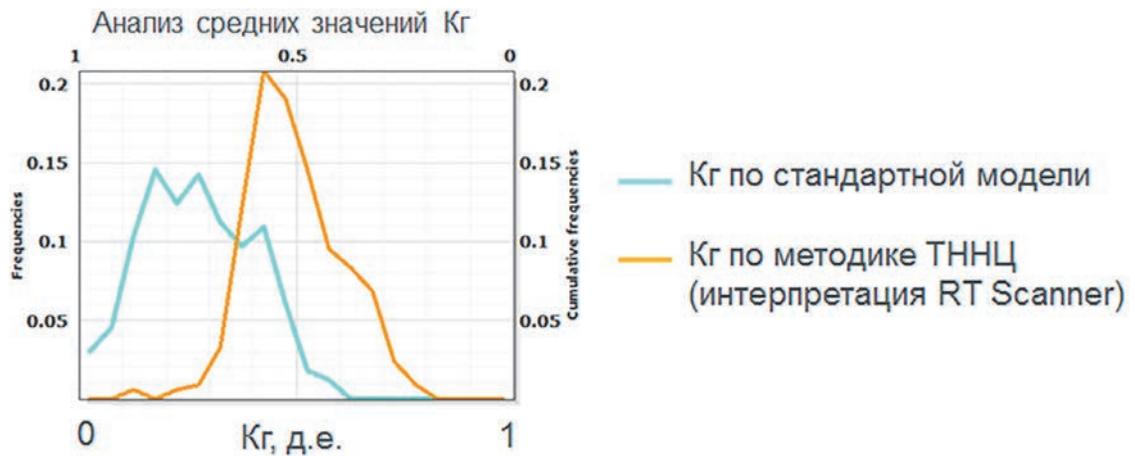
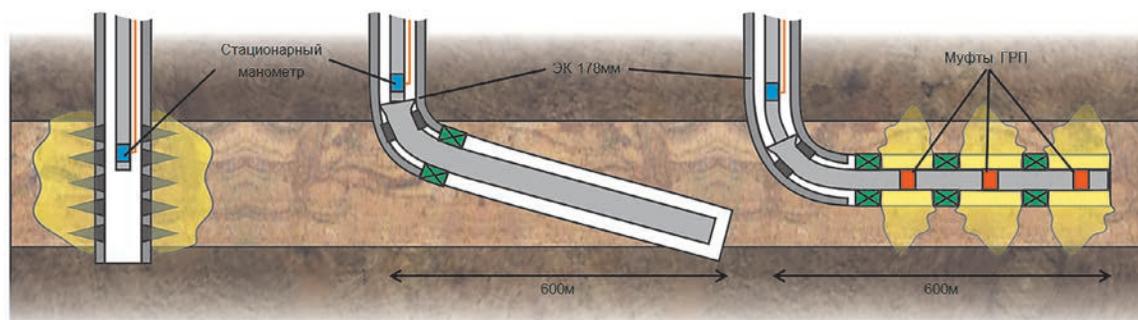


Рис. 5.  
Сравнительный анализ интерпретации насыщенности по стандартной модели и методике ТННЦ на примере скв. А Харампурского месторождения



**Рис. 6.**  
 Конструкция скважин на участке ОПР

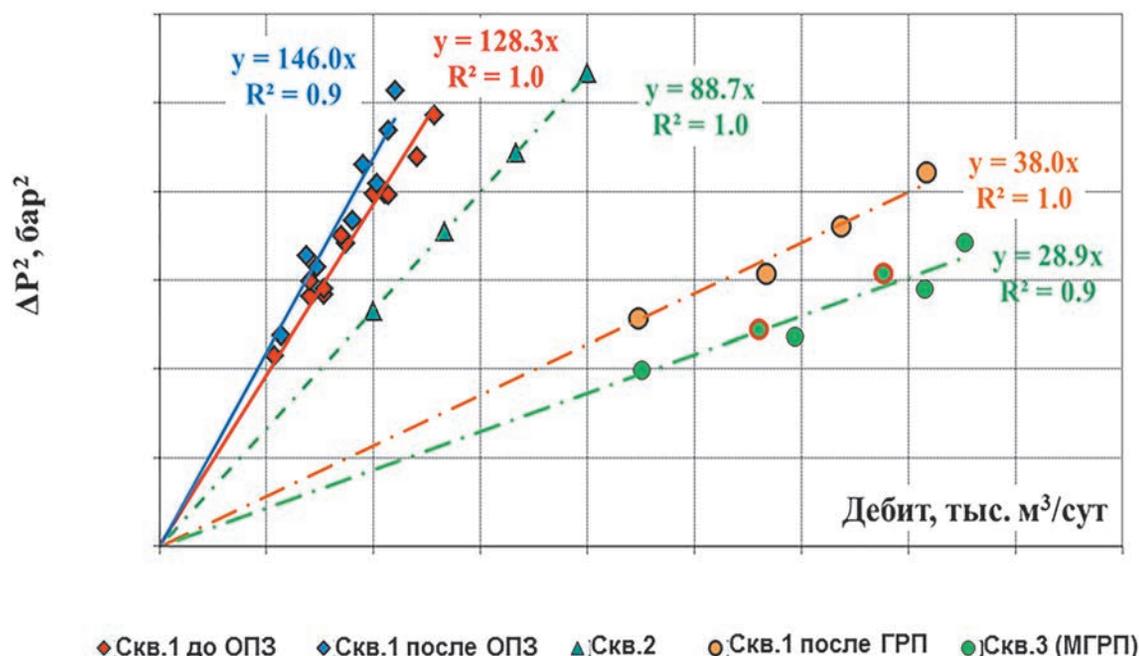
щин 40 м позволили успешно вовлечь в работу всю вскрываемую мощность пласта. Проведенные исследования на установке «Надым» при депрессии 3,5 МПа показали низкое значение КВЧ и воды в продукции скважины. Данный тип заканчивания является наиболее эффективным в условиях низких ФЕС туронской газовой залежи – продуктивность скважины в 2 раза выше, чем по скв. № 1 (ВС с ГРП) и более чем в 3 раза относительно скв. № 2. Исследования количества взвешенных частиц показывают, что пачка проппанта, формирующаяся вокруг скважины после ГРП, служит эффективным фильтром пескопроявления и обеспечивает меньшую деструктивную нагрузку на пласт.

Эффективность применения многостадийного ГРП для туронских отложений подтверждается также результатами длительной отработки скважин в коллектор. Скважина с МГРП обеспечи-

вает больший (в 2–3 раза) объем дренируемых запасов газа по сравнению с горизонтальным стволом без ГРП, а также вертикальной скважиной с ГРП (рис. 9). Исходя из условия ограничения максимальной депрессии на пласт на уровне 3,5 МПа, вертикальная скважина с ГРП и скважина с ГС на актуальную дату не имеют потенциала увеличения дебита, в то время как скв. № 3 с тремя стадиями ГРП демонстрирует стабильно лучшие показатели по дебиту (рис. 10), обеспечивающему необходимую скорость для выноса конденсационной воды и мехпримесей с забоя скважины.

В перспективных планах опытно-промышленных работ на туронских отложениях Харампурского месторождения – оптимизация дизайна ГРП (количество стадий ГРП, полудлина трещины, объем закачиваемого проппанта), оценка эффективности применения альтернативных типов заканчивания (в дополнение к уже опробованным), проведение гидропрослушивания для оценки гидродинамической связности пласта.

**Рис. 7.**  
 Индикаторная диаграмма скважин ОПР



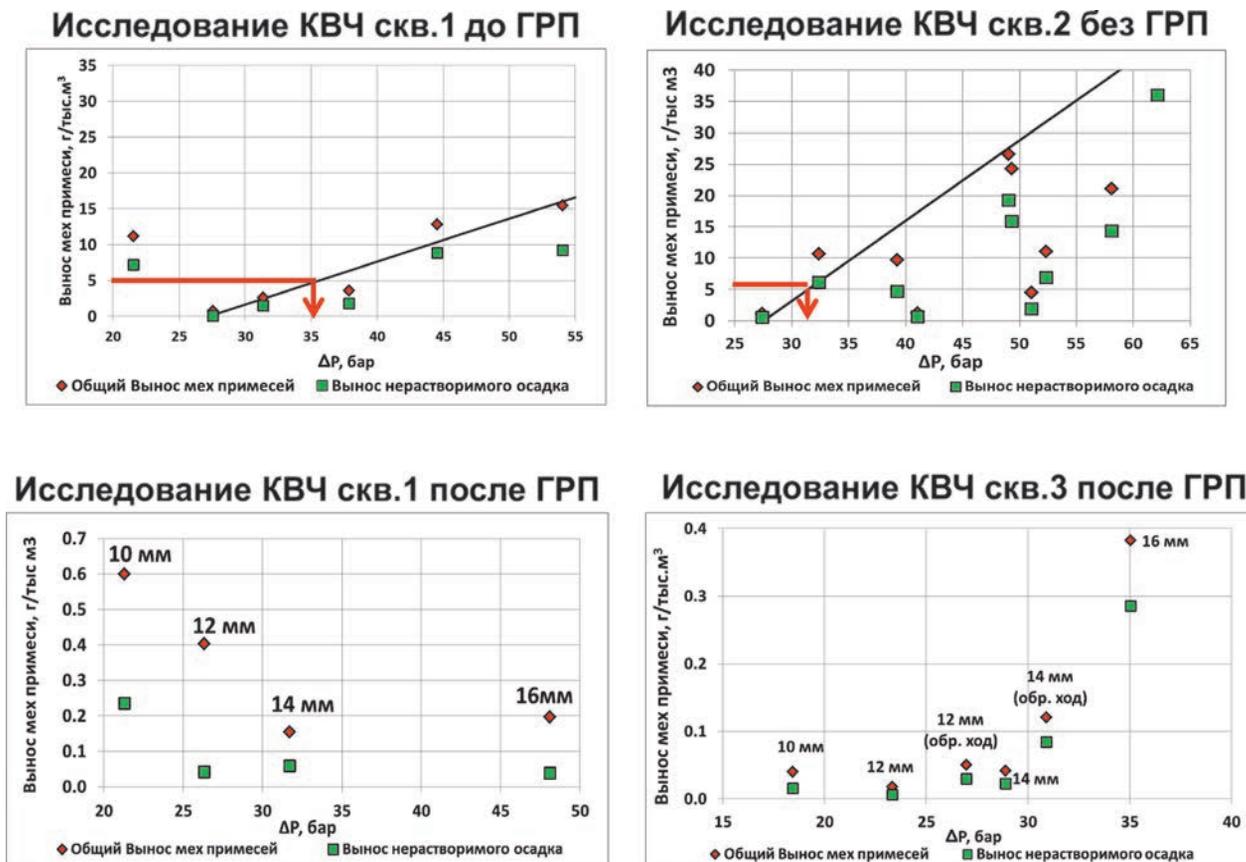
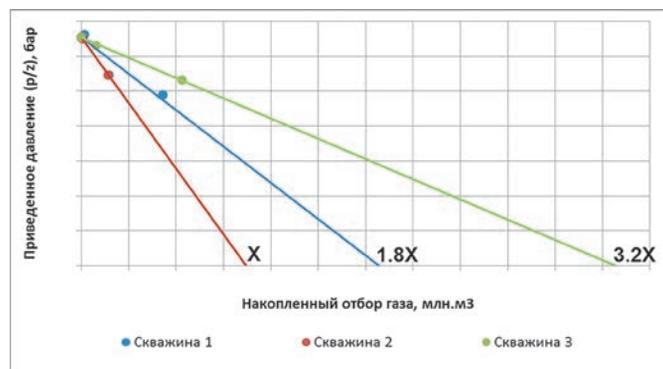


Рис. 8.  
Результаты анализа КВЧ скважин ОПР

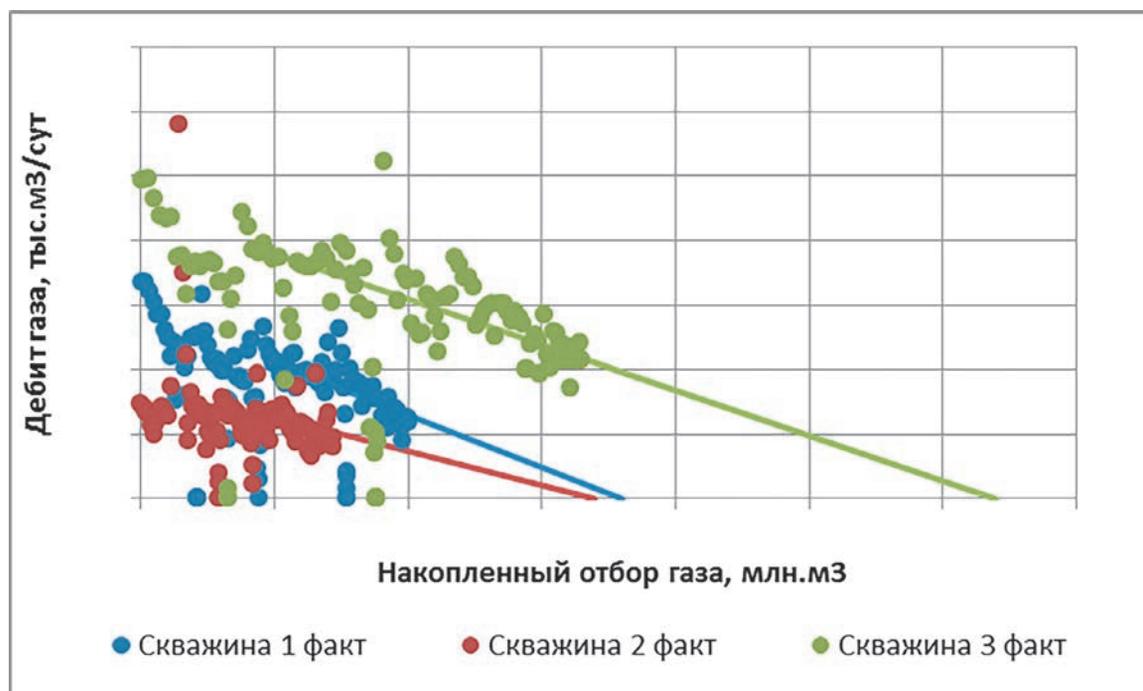
В 2018 г. планируется завершить бурение и запустить в отработку 9 скважин с альтернативными схемами заканчивания: вертикальное заканчивание с большеобъемным ГРП, пологий ствол с большеобъемным ГРП и горизонтальный ствол с 5-стадийным ГРП (рис. 11). По результатам пост-дизайна уже выполненных операций ГРП сделан вывод о возможности закачки до 300 т проппанта без прорыва в нижележащий пласт ПК<sub>1</sub> [3]. С другой стороны, как показали

результаты длительной отработки первых трёх скважин, само по себе использование горизонтальных стволов без применения ГРП не является эффективным способом увеличения продуктивности скважин в столь низкопроницаемом неоднородном коллекторе. Таким образом, вариант заканчивания с пологим стволом и большеобъемным ГРП выглядит перспективным, и в случае сопоставимой продуктивности со скважинами МГРП, позволит существенно сократить капитальные затраты при полномасштабном промышленном освоении туронской залежи.

Рис. 9.  
Зависимость приведенного давления от накопленного отбора газа скважин ОПР



Для изучения гидродинамической связности коллектора выполнен тест-дизайн гидропрослушивания и выбрана скважина-кандидат для наблюдения. Ожидаемое время отклика составляет 10 суток, что обуславливает длительность остановки добывающей скважины. Наличие сильной интерференции между скважинами может негативно повлиять на эффективность системы разработки, что обуславливает необходимость увеличения расстояния между забоями скважин. В то же время, прогнозируемая накопленная добыча будет определяться областью дренирования скважин. Проведение



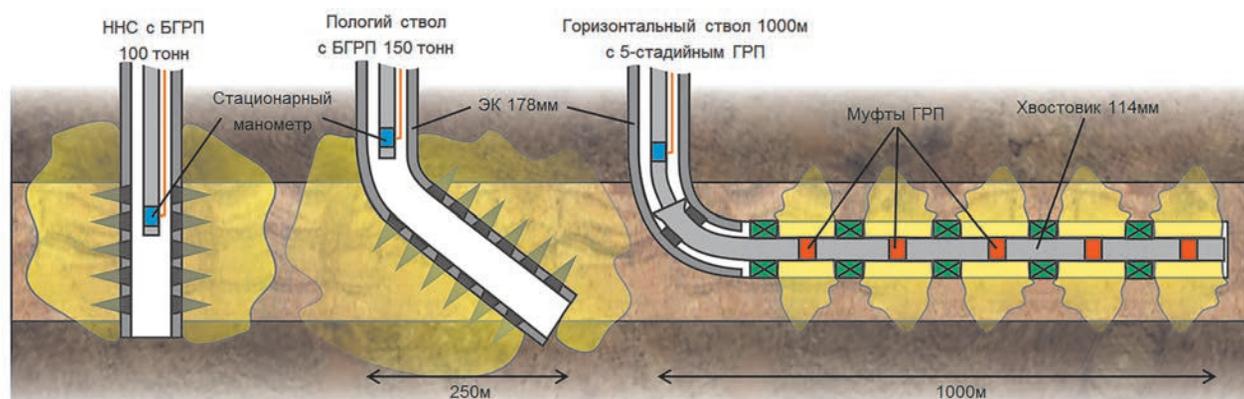
**Рис. 10.**  
 Зависимость дебитов от накопленного отбора газа по кусту ОПР

гидропрослушивания позволит оценить влияние этих факторов и принять решение об оптимальной величине расстояния между кустами эксплуатационных скважин и между забоями скважин одного куста.

Для получения дополнительной информации об эффективности гидроразрыва и механических свойствах породы планируется проведение комплекса исследований на существующем старом фонде на нижележащие пласты: *DataFrac* (мини-ГРП), *MDT* стресс-тест, АКШ до и после ГРП, НК с закачкой радионуклида. На основе новых керновых данных и специальных методов ГИС по результатам бурения скважин ОПР планируется построение геомеханической модели

3D, которая позволит оптимизировать проводку скважин с учетом рисков при бурении, а также дизайн ГРП с учетом трехмерного распределения геомеханических свойств. Выполнение запланированных работ позволит повысить экономическую эффективность проекта путем оптимизации заканчивания скважин и количества кустов скважин. Данные длительной отработки скважин ОПР позволят в 2020 г. принять взвешенное решение о полномасштабной разработке пласта Т. Результаты опытно-промышленных работ на Харампурском месторождении могут быть положены в основу планирования полномасштабного освоения запасов газа туронских отложений Западной Сибири. <sup>10</sup>

**Рис. 11.**  
 Планы по опробованию альтернативных вариантов заканчивания



## Вывод

Туронские залежи Западной Сибири характеризуются низкой проницаемостью. В то же время, в этих залежах сосредоточены значительные запасы газа. Рассмотрен опыт изучения туронской залежи Харампурского месторождения, представ-

лены новые методы исследования, позволяющие уточнить информацию о геологическом строении, и проанализированы опытно-промышленные работы по разработке залежи, которые показывают промышленную перспективу разработки залежей с использованием технологий ГРП и МГРП.

---

## Литература

1. Мальшаков А.В., Ошняков И.О., Жадаева Е.А., Вейнхебер П., Новиков С.В., Езерский Д.М., Филимонов А.Ю. Обоснование петрофизической модели микрослоистых коллекторов отложений туронского возраста для достоверной оценки их фильтрационно-емкостных свойств //SPE-182501.-2016.
2. Мальшаков А.В., Ошняков И.О., Кузнецов Е.Г., Лознюк О.А., Суртаев В.Н., Шайбаков Р.А. Инновационные подходы к изучению гетерогенных анизотропных коллекторов отложений туронского возраста для достоверной оценки их фильтрационно-емкостных свойств //Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 18–22.
3. Лознюк О., Суртаев В., Сахань А., Муртазин Р., Латкин К., Ситдииков 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 //SPE-176706-RU.-2015.

---

UDC 553.981.2

**S.V. Buchinsky**, PhD, Director of the Department of Geology and Mining of TNNTS<sup>1</sup>, [svbuchinskiy@tnnc.rosneft.ru](mailto:svbuchinskiy@tnnc.rosneft.ru)

**A.A. Chusovitin**, Deputy General Director for Geology and Development of TNNTS<sup>1</sup>, [AACHusovitin@tnnc.rosneft.ru](mailto:AACHusovitin@tnnc.rosneft.ru)

**I.O. Oshnyakov**, Chief Specialist of TNNTS<sup>1</sup>, [iooshnyakov@tnnc.rosneft.ru](mailto:iooshnyakov@tnnc.rosneft.ru)

**A.Yu. Korolev**, chief geologist of Kynsko–Chaselskoe Neftegaz<sup>2</sup>, [KorolevAYu@kchn.ru](mailto:KorolevAYu@kchn.ru)

<sup>1</sup>Tyumen Oil Research Center. Russia, 625048, Tyumen, Maxim Gorky street, 42.

<sup>2</sup>Kynsko–Chaselskoe Neftegaz. Russia. 629830, Yamalo–Nenets Autonomous District, Gubkinsky, territory Panel 1, 3, production base 0028.

<sup>3</sup>PJSC Rosneft Oil Company. Russia, 117997, Moscow, Sofiyskaya Embankment, 26/1.

# Prospects of Industrial Development of Gas Reserves of Low-permeability Reservoirs of Turonian Deposits of the Kharampur Field

**Abstract.** Prospects for putting Turon gas deposits into industrial operation, the features of estimating geological gas reserves, the problems of development, the current state of pilot operations, as well as the prospects for involving the reserves of Turonian deposits in full-scale development at the Kharampur deposit

**Keywords:** Turonian deposits; Kharampur field; low-permeability collector; assessment of geological reserves of gas; results of pilot works; problems and prospects of development

---

## References

1. Mal'shakov A.V., Oshniakov I.O., Zhadaeva E.A., Veinkheber P., Novikov S.V., Ezerskii D.M., Filimonov A.Iu. *Obosnovanie petrofizicheskoi modeli mikrosloistykh kollektorov otlozhenii turonskogo vozrasta dlia dostovernoi otsenki ikh fil'tratsionno-embkostnykh svoistv* [Substantiation of petrophysical model of micro-layered collectors of Turonian deposits for reliable estimation of their filtration-capacitive properties]. SPE-182501.-2016.
2. Mal'shakov A.V., Oshniakov I.O., Kuznetsov E.G., Lozniuk O.A., Surtaev V.N., Shaibakov R.A. *Innovatsionnye podkhody k izucheniiu geterogennykh anizotropnykh kollektorov otlozhenii turonskogo vozrasta dlia dostovernoi otsenki ikh fil'tratsionno-embkostnykh svoistv* [Innovative approaches to the study of heterogeneous anisotropic collectors of Turonian deposits for reliable estimation of their filtration-capacitive properties]. *Neftianoe khoziaistvo* [Oil industry], 2016, no. 11, pp. 18–22.
3. Lozniuk O., Surtaev V., Sakhan' A., Murtazin R., Latkin K., Sitdikov S., Pestrikov A., Gusakov V., Politov M., Iudin A., Vernigora D., Olennikova O., Bulova M. *Mnogostadiinyi gidrorazryv plasta otkryvaet potentsial gazonosnykh Turonskikh zalezhei v Zapadnoi Sibiri* [The multi-stage hydraulic fracturing of the reservoir opens up the potential of the gas-bearing Turonian deposits in Western Siberia]. SPE-176706-RU.-2015.