

Бурение скважин и разработка месторождений

Drilling of wells and fields development

1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
(геолого-минералогические науки)

УДК 622.276.5.001.42

DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-56-66

Оценка полученных проницаемостей по результатам газогидродинамических исследований скважин туронской залежи на Южно-Русском месторождении

И. А. Вяткин^{1,2*}, С. А. Подмогильный²

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²ОАО «Севернефтегазпром», Красноселькуп, Россия

*VyatkinIA@sngp.su

Аннотация. Данное исследование посвящено качественной и количественной оценке полученных проницаемостей при проведении газогидродинамических исследований скважин с гидропрослушиванием в скважинах на туронских отложениях Южно-Русского месторождения. Как известно, туронские отложения Западной Сибири относятся к трудноизвлекаемым запасам. Особенностью туронского пласта являются его низкая проницаемость, anomalно высокое начальное пластовое давление, а также anomalно низкая температура. Полученные данные могут быть использованы для уточнения геологического строения месторождения при дальнейшей разработке залежи. При проведении газогидродинамических исследований в добывающей скважине вместе с гидропрослушиванием производили спуск глубинного манометра в наблюдательную скважину. Отклик, полученный в реагирующей скважине на остановку возмущающей, свидетельствует о гидродинамической связи между скважинами. С помощью формулы определения радиуса исследования рассчитана средняя эффективная проницаемость между скважинами. При сопоставлении определенных проницаемостей по газогидродинамическим исследованиям и гидропрослушиванию отмечается сходимость полученных данных. По результатам было принято решение в дальнейшем также проводить газогидродинамические исследования совместно с гидропрослушиванием.

Ключевые слова: туронские отложения, газогидродинамические исследования, гидропрослушивание, проницаемость

Для цитирования: Вяткин, И. А. Оценка полученных проницаемостей по результатам газогидродинамических исследований скважин туронской залежи на Южно-Русском месторождении / И. А. Вяткин, С. А. Подмогильный. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-56-66 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2. – С. 56–66.

An evaluation of the permeability obtained from the gas-hydrodynamic studies of the wells of the Turonian deposit at the Yuzhno-Russkoye field

Ivan A. Vyatkin^{1,2*}, Sergey A. Podmogilnyj²

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Severneftegazprom LLC, Krasnoselkup, Russia

*VyatkinIA@sngp.su

Abstract. This article is devoted to a qualitative and quantitative evaluation of the permeability values obtained during gas-hydrodynamic well tests with observation well testing in the Turonian deposits of the Yuzhno-Russkoye field. As is well known, Turonian deposits of Western Siberia belong to hard-to-recover reserves. The Turonian reservoir is characterized by low permeability, abnormally high initial reservoir pressure and abnormally low temperature. The obtained data can be used to clarify the geological structure of the field during further development of the deposit. When conducting gas-hydrodynamic studies in the production well, a depth gauge was lowered into the observation well together with hydrostatic listening. The response obtained in the well that was reacting well to stop the well that was perturbing indicates the hydrodynamic connection between the wells. The formula for determining the survey radius was used to calculate the average effective permeability between the wells. When the permeabilities determined according to gas-hydrodynamic studies and observation well testing were compared, it was noted that the data converged. Based on the results, it was decided to carry out gas-hydrodynamic studies together with observation well testing in the future.

Keywords: Turonian deposits, gas-hydrodynamic studies, observation well testing, permeability

For citation: Vyatkin, I. A., & Podmogilnyj, S. A. (2024). An evaluation of the permeability obtained from the gas-hydrodynamic studies of the wells of the Turonian deposit at the Yuzhno-Russkoye field. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 56-66. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-2-56-66

Введение

Промышленная нефтегазоносность в пределах Южно-Русского месторождения определена в широком стратиграфическом пределе от верхнего мела до средней юры.

В 2004 году был подготовлен проект разработки месторождения. В 2006 году началось его обустройство. Осенью 2007 года месторождение было введено в промышленную эксплуатацию, а летом 2009 года — выведено на проектную мощность 25 млрд м³ [1].

В настоящее время сеноманские отложения находятся в стадии падающей добычи и выработаны более чем на 50 %. Одним из способов сохранения проектной ежегодной добычи является разработка трудноизвлекаемых запасов газа туронских отложений. Туронские отложения Южно-Русского месторождения находятся в разработке. В процессе эксплуатации скважин проводились газогидродинамические исследования с целью определения фильтрационных характеристик пласта.

К настоящему времени имеется ряд исследований туронских отложений, в которых показано, что породы туронского возраста характеризуются низкими коллекторскими свойствами [2–6].

Цель данного исследования — выявление закономерностей распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта в изучаемом межскважинном пространстве.

Предполагается, что в пространстве по пласту между скважинами, вскрытыми туронские отложения, существует гидродинамическая связь.

Полученные при исследовании данные, в свою очередь, позволят уточнить геологическое строение, а также дать оценку неоднородности коллектора (возможные экраны).

Объект и методы исследования

Объектом исследования являются туронские газовые залежи, находящиеся на глубине от 700 до 900 м. Они представлены переслаиванием глинистых песчаников и алевролитов с прослоями алевролитистых глин. Характерными особенностями туронских отложений являются низкая проницаемость (1–10 мД), высокая остаточная водонасыщенность (0,4–0,5 д.ед.), низкая пластовая температура (16,5 °С), высокое содержание монтмориллонита в составе глинистого материала, что вызывает его набухание при взаимодействии с водой, а также аномально высокое начальное пластовое давление (9,75 МПа). Природный газ залежи сухой, метанового состава (95–98 %) [7].

Эффективная разработка таких отложений предполагает строительство горизонтальных скважин с возможным проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) или скважин с U-образным профилем и двойным вскрытием пласта [8–10].

Для исследования были проанализированы статьи, написанные на данную тематику, которые позволяют оценить состояние изученности проблемы оценки проницаемостей. В практической части использовался метод гидропрослушивания (ГДП), который является одним из методов исследования скважин на неустановившемся режиме фильтрации [11, 12].

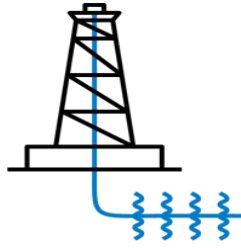
Задача ГДП — определение ФЕС пласта на значительном расстоянии от исследуемой скважины. Этот метод позволяет количественно и качественно определить гидродинамическую связь между скважинами, средние значения параметров проницаемости на участке между двумя исследуемыми скважинами.

В паре скважин № FHWXX2 + WS5 проведен комплекс работ по гидропрослушиванию с целью уточнения геологического строения пласта (неоднородности, экраны), определения фильтрационных параметров пласта, количественной и качественной оценки гидродинамической связи между скважинами.

Экспериментальная часть

В соответствии с планом исследовательских работ при контроле за разработкой на Южно-Русском месторождении было проведено ГДП на скважинах туронской залежи.

В рамках данной работы представлена интерпретация взаимодействий возмущающей субгоризонтальной скважины с МГРП № FHWXX2 и наблюдательной скважины № WS5, находящихся в непосредственной близости друг от друга (рис. 1).



Возмущающая субгоризонтальная скважина с МГРП



Реагирующая скважина

Рис. 1. Типы заканчивания скважин, используемых при ГДП

Скважина № FHWXX2 введена в эксплуатацию в декабре 2016 года. В начальный период своей работы скважина № FHWXX2 показала низкие продуктивные характеристики, вследствие чего в 2017 году были выполнены геолого-технические мероприятия (ГТМ) по увеличению количества перфорационных каналов. После проведения ГТМ скважина вышла на проектный уровень добычи. По состоянию на 01.07.2020 среднемесячный дебит скважины составил 152 тыс. м³/сут. За время работы добыча газа составила 163,72 млн м³ газа.

На рисунке 2 представлен режим работы скважины № FHWXX2 за весь период эксплуатации.

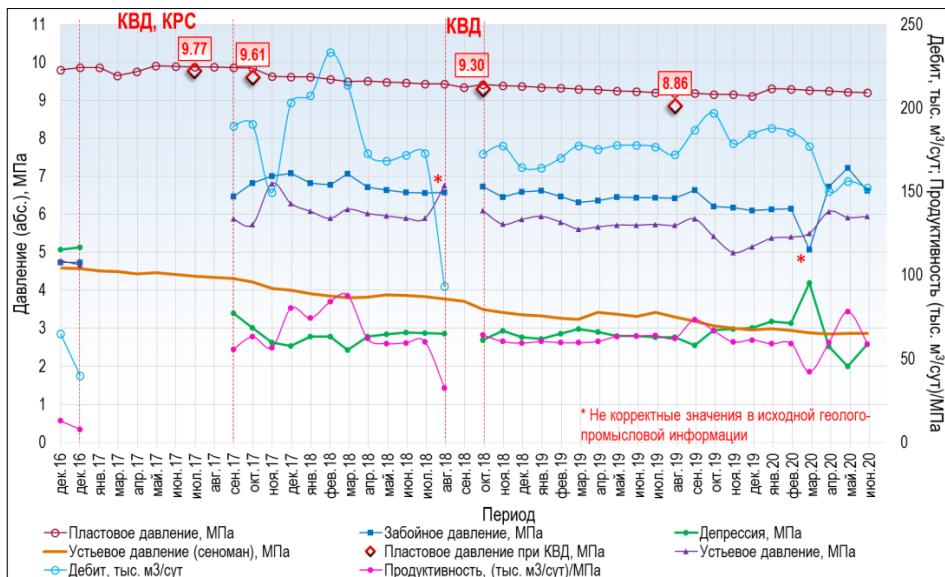


Рис. 2. Режим работы скважины № FHWXX2

Возмущение пласта создавалось длительной остановкой скважины № FHWXX2 с последующим ее запуском в работу.

На протяжении всего исследования наблюдательная скважина была остановлена. В это время на возмущающей скважине проводились исследования кривой восстановления давления и снятия индикаторной диаграммы (КВД-ИД).

Результаты

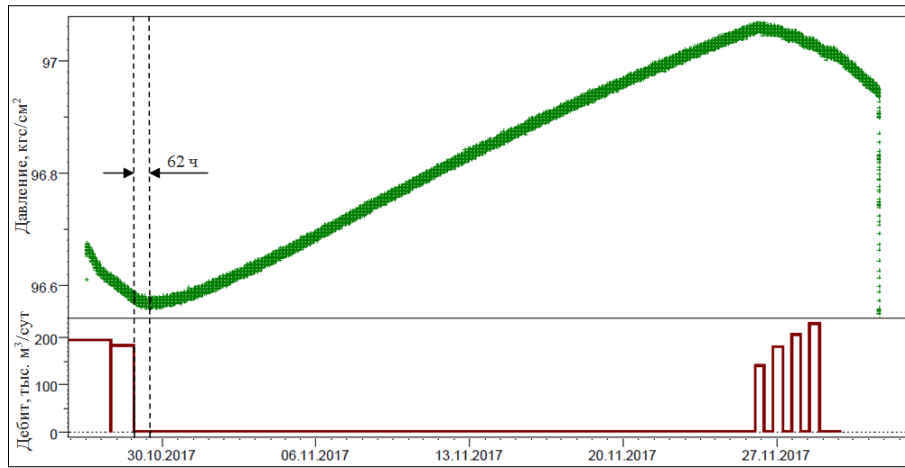
При исследовании скважин получены качественные исходные данные. Глубинный прибор отработал без остановок и отказов. Записаны качественные кривые, которые приняты к интерпретации.

Определение времени отклика давления в реагирующей скважине на остановку возмущающей производилось по графику измерения давления в наблюдательной скважине (рис. 3) с помощью глубинного прибора САМТ-03-25, спущенного в середину интервала перфорации, и графику изменения дебита в возмущающей скважине от времени. Чувствительность глубинного манометра, который использовался при исследовании скважины, составляет $0,001 \text{ кг/см}^2$.

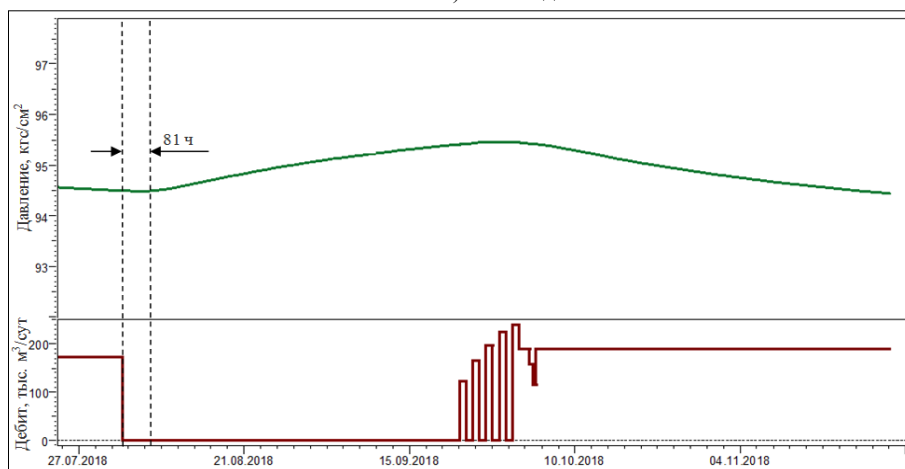
В 2017 году изменение тренда падения давления в скважине № WS5 во время остановки на КВД происходит через 62 часа с момента остановки добывающей скважины № FHWXX2 (см. рис. 3 а). Однако, следует отметить, что незадолго до полной остановки возмущающей скважины на ней изменился режим работы с дебита 196 на 183 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$. Данное колебание дебита могло исказить реальное время отклика на возмущение.

По исследованию методом ГДП, проведенном в 2018 году, отмечается, что импульс давления достигает регистрирующей скважины с задержкой на 81 час (см. рис. 3 б). Данное исследование сопровождается определенным шумом данных. Ширина шумовой дорожки (по давлению) на рабочем режиме составляет $0,015 \text{ кг/см}^2$, а величина регистрируемого изменения давления в реагирующей скважине — $1,033 \text{ кг/см}^2$. Рассчитанное пластовое давление в скважине описывается величиной $96,80 \text{ кг/см}^2$.

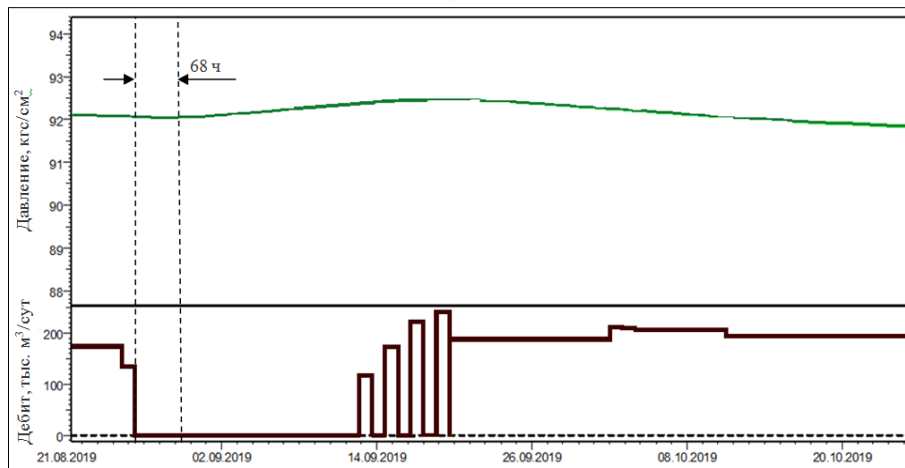
В 2019 году также изменили режим работы скважины со 178 на 135 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ незадолго до ее остановки (см. рис. 3 в). Отклик зафиксирован через 68 часов. Данное исследование сопровождается определенным шумом данных. Ширина шумовой дорожки (по давлению) на рабочем режиме составляет $0,038 \text{ кг/см}^2$, величина регистрируемого изменения давления в реагирующей скважине — $0,329 \text{ кг/см}^2$. Рассчитанное пластовое давление в скважине — $93,72 \text{ кг/см}^2$.



а) 2017 год



б) 2018 год



в) 2019 год

Рис. 3. Графики давления в скважине № W55 в сравнении с историей работы скважины № FHXXX2

Обсуждение

Данные значения откликов тесно коррелируются между собой по годам, незначительные количественные отклонения обусловлены погрешностью метода.

Согласно результатам исследований КВД, значение проницаемости, полученное по скважине № WS5, составляет порядка 1 мД, по скважине № FHWXX2 — 3,5 мД. Поскольку коллектор представляет слоистую структуру, фильтрация происходит по пропласткам различных свойств, значения проницаемости следует воспринимать как средние значения, характеризующие зону коллектора, по которой происходит фильтрация.

Для расчета проницаемости использованы следующие средние значения параметров пласта: динамическая пористость, вязкость газа и сжимаемость системы (табл. 1).

Таблица 1

Данные по пласту при проведении ГДП

Параметр		Скважины № FHWXX2 (возмущающая) — № WS5 (реагирующая)		
Год проведения исследования		2017	2018	2019
Время отклика, ч		62	81	68
Проницаемость по ГДИ, мД	возмущающей скважины	3,5		
	реагирующей скважины	1		
Динамическая пористость пласта, д.ед.		0,13		
Вязкость газа, сПз		0,0136		
Сжимаемость системы, (Па ⁻¹) · 10 ⁻⁹		4,8		
Расстояние между забоями скважин, м		350		

На основании времени фиксирования отклика давления было рассчитано значение проницаемости в исследуемой области по формуле радиуса исследования [7]

$$r_{inv} = 0,037 * \sqrt{\frac{k \cdot t}{m \cdot \mu \cdot C_t}}$$

где r_{inv} — расстояние между скважинами (м); k — проницаемость (мД); t — время дохода отклика (ч); m — динамическая пористость (д.ед.); μ — вязкость газа (сПз); C_t — сжимаемость системы (Па⁻¹).

Выразив проницаемость из формулы радиуса исследования, подставляя полученные значения при исследовании, рассчитали среднюю фазовую проницаемость между скважинами, полученную в 2017–2019 годах.

По результатам анализа имеющегося набора данных получен следующий результат. Испытанный пласт (межскважинное пространство) в районе реагирующей скважины № WS5 и субгоризонтальной № FHWXX2 ха-

рактируется комплексным параметром, фазовой проницаемостью испытанного коллектора по газу. В качественном отношении проницаемость характеризуется как низкая, количественно оценивается значением от 0,9 мД в 2017 году до 1,2 мД в 2018 году.

При сопоставлении данных, полученных в ходе исследований методом ГДП, с данными, полученными при проведении газогидродинамических исследований скважин, отмечается их хорошая сходимость. При сопоставлении определенных проницаемостей по ГДИ возмущающих и реагирующих скважин и ГДП (1–3,5 и 0,9–1,2 мД) также отмечается их хорошая сходимость.

Следует понимать, что расчет с использованием данного подхода предполагает распространение единых свойств по пористости и сжимаемости на всем расстоянии между исследуемыми скважинами. Предполагается, что значение этих свойств известно перед началом исследования. В целом процесс фильтрации упрощен, в данном подходе не учитывается динамика давления, замеренного в слушающей скважине № WS5. Более информативным и достоверным с точки зрения получения значений свойств, характеризующих зону пласта, по которой происходит взаимодействие, является инструмент диагностического графика. Построение производной давления является чувствительным инструментом, учитывающим характер изменения давления.

Осложнение данного исследования состоит в том, что перед полной остановкой на КВД была зафиксирована смена режима работы возмущающей скважины № FHWXX2, что дало эффект на отклик от полной остановки скважины.

Проанализировав полученные данные, отметим, что проницаемость по направлению к скважине № WS5 уменьшается.

Выводы

Во-первых, следует понимать, что расчет с использованием данного подхода предполагает распространение единых свойств по пористости и сжимаемости на всем расстоянии между исследуемыми скважинами. Предполагается, что значение этих свойств известно перед началом исследования. В целом процесс фильтрации упрощен, в данном подходе не учитывается динамика давления, замеренного в слушающей скважине.

Во-вторых, разница в значениях проницаемости может быть связана со слоистой структурой коллектора, изменяющимися свойствами проводимости по слоям (при интерпретации принято кратчайшее расстояние между исследуемыми скважинами). И поэтому газогидродинамическая связь между скважинами осуществляется преимущественно по пропласткам высокой проводимости. А также изменение режима скважины незадолго до остановки скважины на КВД.

Таким образом, при проведении ГДП на туронской залежи Южно-Русского месторождения необходимо выполнять условия для качественной оценки ФЕС пласта, а именно:

- использовать глубинный прибор с высокой разрешающей способностью и минимальной зашумленностью;
- прогнозировать время цикла КВД в возмущающей скважине для получения отклика в реагирующей в зависимости от расстояния между ними;
- не изменять режим работы возмущающей скважины до ее остановки на КВД.

В последующем следует проводить данные исследования на туронских залежах и применять полученные результаты для уточнения геологической модели месторождения.

Список источников

1. Миронов, Е. П. Перспективы развития Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «СЕВЕРНЕФТЕГАЗПРОМ» / Е. П. Миронов, И. Р. Дубницкий – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2019. – № 5 (784). – 47 с.
2. Гизетдинов, И. А. Применение опыта освоения нетрадиционных запасов газа в условиях разработки туронских газовых залежей Западной Сибири / И. А. Гизетдинов, А. Т. Идрисова, Б. Ш. Муслимов. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-4-56-64. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 4. – С. 56–64.
3. Перспективы промышленной разработки запасов газа низкопроницаемых коллекторов туронских отложений Харампурского месторождения / С. В. Бучинский, А. А. Чусовитин, И. О. Ошняков, А. Ю. Королев // Недропользование XXI век. – 2017. – № 6 (69). – С. 16–25.
4. Особенности моделирования разработки туронских отложений Заплярного месторождения / С. Ю. Свентский, А. О. Лысов, Г. В. Непотасов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2021. – S 4 (825). – С. 38–46.
5. Особенности интерпретации результатов газодинамических исследований скважин разной конструкции, дренирующих низкопроницаемые газовые пласты / В. В. Дмитрук, В. В. Воробьев, Е. П. Миронов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2017. – № 11 (760). – С. 46–55.
6. Особенности проведения гидропрослушивания на туронской газовой залежи / Е. О. Толкачева, А. А. Александров, И. В. Самсонов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2021. – № 4 (815). – С. 40–47.
7. ГРП в туронской газовой залежи / Ю. А. Мажирин, В. Н. Астафьев, А. В. Митин [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2020. Специальное издание. – С. 42–43.
8. Обзор технологических решений по разработке низкопроницаемых газовых залежей туронского яруса / В. В. Дмитрук, В. В. Воробьев, Е. П. Миронов [и др.]. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2017. – № 2 (748). – С. 56–64.

9. Вяткин, И. А. Обоснование технологических решений строительства и заканчивания скважин при разработке туронских отложений (на примере Южно-Русского месторождения) / И. А. Вяткин. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : Технологии и инновации : материалы Национальной научно-практической конференции. – Т. 1. – Тюмень : ТИУ, 2020. – С. 18–20.

10. Ахмедсафин, С. К. Исследование и разработка методов и технологий разработки сенон-туронских залежей Севера Западной Сибири: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ахмедсафин Сергей Каснулович. – Тюмень, 2013. – 173 с. – Текст : непосредственный.

11. Руководство по исследованию скважин / А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов [и др.]; отв. ред. Е. Н. Ивакин; Рос. АО "Газпром", Всерос. НИИ природ. газов и газовых технологий. – Москва : Наука, 1995. – 522 с. – Текст: непосредственный.

12. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т. А. Деева, М. Р. Камаргдинов, Т. Е. Кулагина, П. В. Мангазеев. – Томск: ЦППС НД ТПУ, 2009. – 243 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Mironov, E. P., & Dubnitskiy, I. R. (2019).). The prospects and the development of the PJSC SEVERNEFTEGAZPROM'S Yuzhno-Russkoye oil and gas condensate field. *Gas Industry*, (5(784)), pp. 47. (In Russian).

2. Gizetdinov, I. A., Idrisova, A. T., & Muslimov, B. Sh. (2019). Application of experience of unconventional gas reserves production in turon gas deposits development in Western Siberia. *Petroleum engineering*, 17(4), pp. 56-64. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-4-56-64

3. Buchinsky, S. V., Chusovitin, A. A., Oshnyakov, I. O., & Korolev, A. Yu. (2017). Prospects of industrial development of gas reserves of low-permeability reservoirs of turonian deposits of the Kharampur field. *Nedropol'zovaniye XXI vek*, (6(69)), pp. 16-25. (In Russian).

4. Svenntskiy, S. Yu., Lysov, A. O., Nepotasov, G. V., Khasanyanov, R. R., & Konyashkina, K. V. (2021). Osobennosti modelirovaniya razrabotki turonskikh otlozheniy Zapolyarnogo mestorozhdeniya. *Gas Industry*, (S 4), pp. 38-46. (In Russian).

5. Dmitruk, V. V., Vorobjev, V. V., Mironov, E. P., Tyurin, V. P., Grachev, S. I., Sharafutdinov, R. F., & Samoilov, A. S. (2017). Peculiarities of the interpretation of the results of gas-dynamics research of the various design wells draining the low-permeability gas reservoirs. *Gas Industry*, (11(760)), pp. 46-55. (In Russian).

6. Tolkacheva, E. O., Aleksandrov, A. A., Samsonov, I. V., Khakimov, A. A., & Abramov, T. A. (2021). Specific features of well-interference testing at turonian gas deposit. *Gas Industry*, (4(815)), pp. 40-47. (In Russian).

7. Mazhirin, Yu. A., Astaf'ev, V. N., Mitin, A. V., Plotnikov, A. V., Mironov, E. P., & Dubnitskiy, I. R. (2020). GRP v turonskoy gazovoy zalezhi. *Gazovaya promyshlennost'*, pp. 32-33. (In Russian).

8. Dmitruk, V. V., Vorobjev, V. V., Mironov, E. P., Gorlach, A. Yu., Sharafutdinov R. F., Tyurin, V. P., Fateev, D. G., & Samoilov, A. S. (2017). Review of process solutions on the development of turonian low-permeability gas deposits. *Gas Industry*, (2(748)), pp. 56-64. (In Russian).

9. Vyatkin, I. A. (2020). Obosnovanie tehnologicheskikh resheniy stroitel'stva i zakanchivaniya skvazhin pri razrabotke turonskikh otlozheniy (na primere Yuzhno-Russkogo mestorozhdeniya). Neft' i gaz: Tekhnologii i innovatsii: materialy Natsional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii. T. 1. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 18-20. (In Russian).

10. Ahmedsafin, S. K. (2013). Issledovanie i razrabotka metodov tehnologii razrabotki senon-turonskikh gazovykh zalezhey severa Zapadnoy Sibiri. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 173 p. (In Russian).

11. Gricenko, A. I., Aliev, Z. S., Ermilov, O. M., Remizov, V. V., & Zotov, G. A. (1995). Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin. Moscow, Nauka Publ., 522 p. (In Russian).

12. Deeva, T. A., Kamartdinova, M. R., Kulagina, T. E. & Mangazeev, P. V. (2009). Gidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin: analiz i interpretatsiya dannykh. Tomsk, CPPS ND TPU Publ., 243 p. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Вяткин Иван Александрович, аспирант кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень; мастер по исследованию скважин, ОАО «Севернефтегазпром», с. Красноселькуп, *VyatkinIA@sngp.su*

Подмогильный Сергей Александрович, начальник участка по исследованию скважин, ОАО «Севернефтегазпром», с. Красноселькуп

Ivan A. Vyatkin, Postgraduate at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen; Master of Wells Research, Severneftegazprom LLC, Krasnoselkup, *VyatkinIA@sngp.su*

Sergey A. Podmogilnyj, Head of the Well Research Section, Severneftegazprom LLC, Krasnoselkup

Статья поступила в редакцию 07.04.2023; одобрена после рецензирования 05.12.2023; принята к публикации 07.12.2023.

The article was submitted 07.04.2023; approved after reviewing 05.12.2023; accepted for publication 07.12.2023.