

Особенности разработки объекта ЮС₁ месторождения X

С. Ф. Мулявин*, Р. А. Нещадимов

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Аннотация. Месторождение X по начальным извлекаемым запасам относится к категории крупных, многопластовых и сложных по геологическому строению. На объект ЮС₁ приходится 20,3 % начальных извлекаемых запасов (НИЗ), при этом отбор от НИЗ составляет лишь 11,4 %, что делает данный объект наиболее перспективным с точки зрения планирования дальнейшей разработки месторождения.

Приведенный в статье анализ направлен на выявление проблем и особенностей разработки изучаемого объекта. В ходе выполнения анализа нами отмечены низкие фильтрационно-емкостные характеристики объекта, высокая обводненность добываемой продукции, ухудшение энергетического состояния залежей, проявляющееся в виде снижения динамических уровней и уменьшения дебита жидкости. Введение на объекте скважин, как добывающих, так и нагнетательных, осуществлялось с применением технологии гидроразрыва пласта (ГРП).

В условиях того, что залежи объекта ЮС₁ замкнутые, литологически экранированные и характеризуются отсутствием водонефтяной зоны, обводнение скважин, по нашему мнению, связано с подтягиванием воды из нижележащего водонасыщенного пласта в результате распространения в нем трещин, полученных при проведении ГРП. Причина ухудшения энергетического состояния — ввод нагнетательных скважин с применением ГРП и уход воды по трещинам гидроразрыва в нижележащий пласт.

Ключевые слова: разработка; нефтяное месторождение; фонд скважин; объект разработки

Features of development of US₁ object at the oil field X

Semen F. Mulyavin*, Roman A. Neschadimov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Abstract. The oil field X belongs to the category of large in terms of initial recoverable reserves, multi-layer and complex in geological structure. The US₁ object accounts for 20,3 % of the initial recoverable reserves, while the selection from the initial recoverable reserves is only 11,4 %, this makes object the most promising from the point of planning further development of the field. The analysis presented in the article is aimed at identifying problems and features of the development.

During the analysis, we noted low reservoir properties of the object, high watercut of the produced products, the deterioration of the energy state of the deposits, which manifests itself in the form of a decrease in dynamic levels and a de-

crease in fluid flow rate. Drilling of wells, both production and injection, was carried out using hydraulic fracturing technology.

Given the fact that the deposits of the US₁ object are closed, lithological shielded and are characterized by the absence of an oil-water zone, the watering of wells, according to the our opinion, is associated with pulling up water from the underlying water-saturated formation as a result of the propagation of cracks obtained during hydraulic fracturing. The reason for the deterioration of the energy state is the commissioning of injection wells using hydraulic fracturing and the withdrawal of water through hydraulic fracture in the underlying formation.

Key words: development; oil field; well stock; development object

Введение

Месторождение X в административном отношении находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа — Югры Тюменской области северо-восточной города Сургута.

Месторождение открыто в 1984 году, в промышленную разработку введено в 1995 году.

По геологическому строению месторождение сложное, многопластовое. Нефтеносность приурочена к 4 комплексам: неокомскому, ачимовскому, баженовскому, васюганскому. В разрезе месторождения выделены 16 продуктивных пластов, объединенных в 5 объектов разработки. По объему извлекаемых запасов месторождение относится к категории крупных. На объект ЮС₁ приходится 20,3 % начальных извлекаемых запасов.

Объект и методы исследования

Объектом исследования является объект разработки ЮС₁ крупного нефтяного месторождения X.

В статье приводятся результаты выполненного анализа особенностей разработки выделенного объекта, изучена структура фонда скважин и оценено энергетическое состояние залежи.

Результаты

Геологическое строение объекта характеризуется небольшими нефтенасыщенными толщинами (2,4 м), неоднородностью строения, низкой проницаемостью (7,41 мД) и низкой плотностью запасов нефти.

Первая скважина на объекте ЮС₁ была пробурена в 2000 году, по результатам работы которой сделано заключение о значительной перспективе извлечения углеводородов. Проектные документы изначально предусматривали создание семиточечной системы с расстоянием между скважинами 600 м. В 2007 году реализованы несколько элементов сетки. Согласно текущему проектному документу на объекте планируется реализация сочетания площадной пятиточечной 500 × 500 м системы в северной части объекта и однорядной 566 × 566 м с бурением горизонтальных скважин в южной части.

Эксплуатационный добывающий фонд на объекте составляет 19 скважин, нагнетательный — 6 скважин. Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 2007 году и составляет 37,5 тыс. т нефти при добыче

жидкости 66,4 тыс. т, темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) — 1,6 %. На текущую дату накопленная добыча нефти составляет 261 тыс. т, жидкости — 583 тыс. т, отбор от НИЗ — 11,4 %. Закачка воды на объекте ведется с 2008 года, накопленная закачка воды составляет 1 461 тыс. т, накопленная компенсация — 196 %. Годовая добыча в 2018 году составила 13,8 тыс. т нефти и 65,8 тыс. т жидкости, закачка воды — 197,5 тыс. т, текущая компенсация — 226 %. Средний дебит нефти скважин действующего фонда — 2,4 т/сут, жидкости — 11,2 т/сут, обводненность — 79,1 %. Приемистость нагнетательных скважин — 147,9 м³/сут. Динамика технологических показателей приведена на рисунке 1.

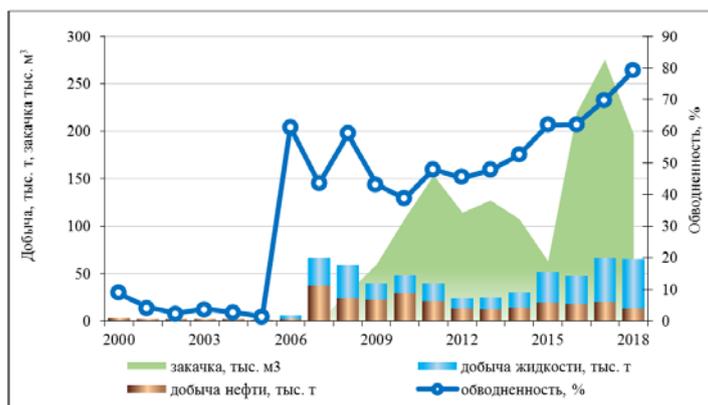


Рис. 1. Динамика технологических показателей. Объект ЮС₁

Распределение действующего добывающего фонда скважин объекта по дебиту жидкости говорит о том факте, что 16 из 19 скважин или 84 % фонда работают с дебитом жидкости менее 20 т/сут, из них 11 с дебитом менее 5 т/сут. Две скважины (10,5 % от общего фонда) имеют дебит от 20 до 50 т/сут, одна скважина работает с дебитом более 50 т/сут по жидкости. Средний дебит жидкости в 2018 году — 11,2 т/сут. Распределение действующего фонда по дебиту жидкости и нефти приведено на рисунке 2.

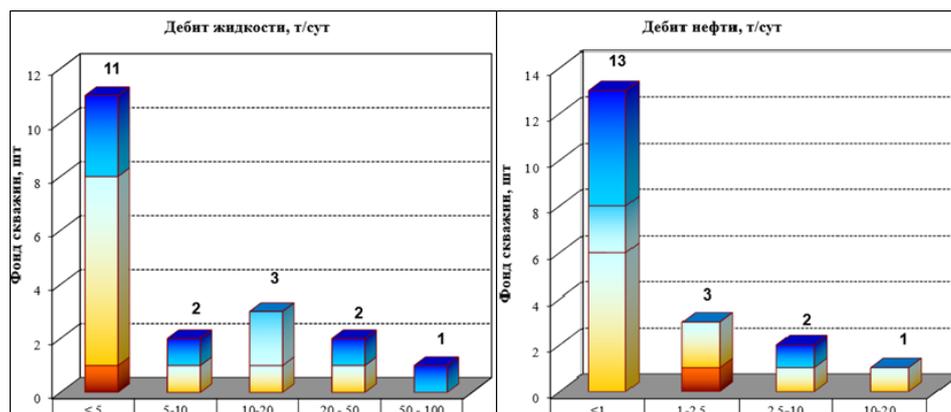


Рис. 2. Распределение действующего фонда скважин по дебиту жидкости и нефти. Объект ЮС₁

Распределение действующего фонда по дебиту нефти показывает, что большая часть фонда (13 скважин или 68,4 % действующего фонда) работает с дебитами нефти менее 1 т/сут. 5 скважин имеют дебит от 1 до 10 т/сут и одна скважина — более 10 т/сут. Средний дебит нефти составил 2,4 т/сут по скважинам месторождения X.

По распределению скважин по обводненности выделяются две группы: 10 скважин с обводненностью от 50 до 90 % (52,6 % фонда) и 6 скважин с обводненностью более 95 % (31,6 % фонда). Одна скважина имеет обводненность менее 20 % и 2 скважины работают с обводненностью от 90 до 95 %. Средняя обводненность продукции скважин составила 79,1 %.

В настоящее время распределение скважин по удельной накопленной добыче нефти в целом характеризуется отборами до 30 тыс. т на скважину (всего 18 скважин или 94,7 % фонда). При этом 11 из них имеют накопленную добычу менее 10 тыс. т. Наибольшей накопленной добычей обладает первая скважина, пробуренная на объекте, — 104. Скважина расположена в северной части объекта на участке с нефтенасыщенной толщиной — 9,5 м, коэффициентом пористости — 0,14 д.ед., коэффициентом проницаемости — 8,3 мД, коэффициентом нефтенасыщенности — 0,533 д.ед. Данный участок расположен в купольной части залежи и в зоне наибольших нефтенасыщенных толщин.

Входные параметры по скважине 104 составили: дебит нефти — 24,3 т/сут, дебит жидкости — 30,2 т/сут, обводненность — 19,5 %. В настоящее время скважина находится в работе, добыча нефти с начала разработки составила 42,8 тыс. т при добыче жидкости 51,3 тыс. т, отбор воды составил 8,5 тыс. т или 16,6 % всего отбора жидкости. Ввод первой скважины в отличие от всех остальных осуществлялся без применения гидроразрыва пласта (ГРП), первый гидроразрыв был выполнен только в 2009 году. Динамика технологических показателей по скважине 104 приведена на рисунке 3.

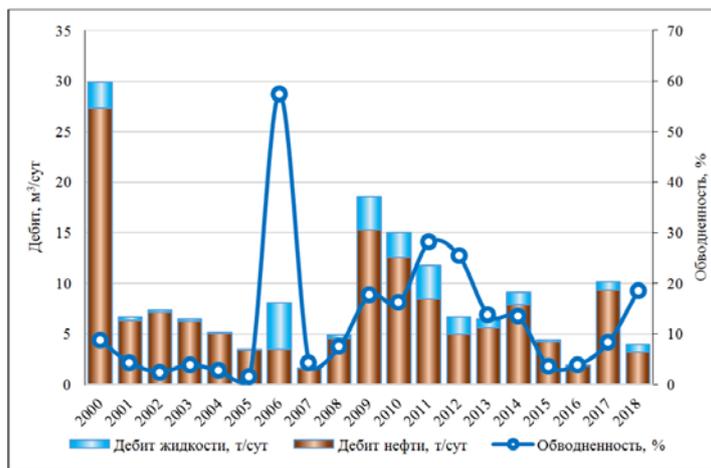


Рис. 3. Динамика технологических показателей скв. 104

Действующий нагнетательный фонд составляет 6 скважин, распределение скважин по приемистости и величине накопленной закачки на скважину приводится в таблице.

**Распределение действующего фонда скважин по приемистости
и по накопленной закачке. Объект ЮС₁**

Показатель	Диапазон приемистости, м ³ /сут					
	0–20	20–50	50–100	100–150	150–200	200–300
Количество скважин (это же в %)	0(0)	3(50)	1(16,7)	1(16,7)	0(0)	1(16,7)
Накопленная закачка, тыс. м ³	0–20	20–50	50–100	100–150	150–200	200–300
Количество скважин (это же в %)	4(66,7)	2(33,3)	0(0)	0(0)	0(0)	0(0)

Формирование системы поддержания пластового давления началось в 2008 году при начале интенсивных отборов жидкости с 2007 года, при этом компенсация как накопленная, так и текущая, начиная с 2009 года, превышает рекомендованные 110 % (рис. 4) [1–3].

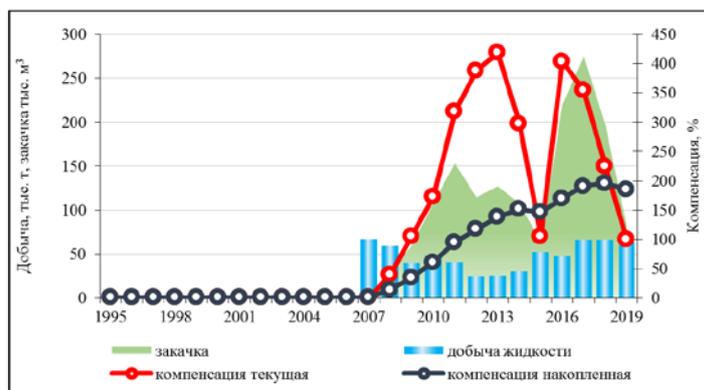


Рис. 4. Динамика добычи жидкости и закачки воды (месторождение X, объект ЮС₁)

Динамика пластового давления в зоне отбора с 2008 года и до настоящего времени стабилизировалась на среднем уровне 22,6 МПа. В то же время средний дебит жидкости по объекту снизился с 20,9 т/сут в 2007 до 11,2 т/сут в 2018 году, динамический уровень жидкости снизился с 1 350 м в 2007 году до 2 132 м в 2018 году (рис. 5).

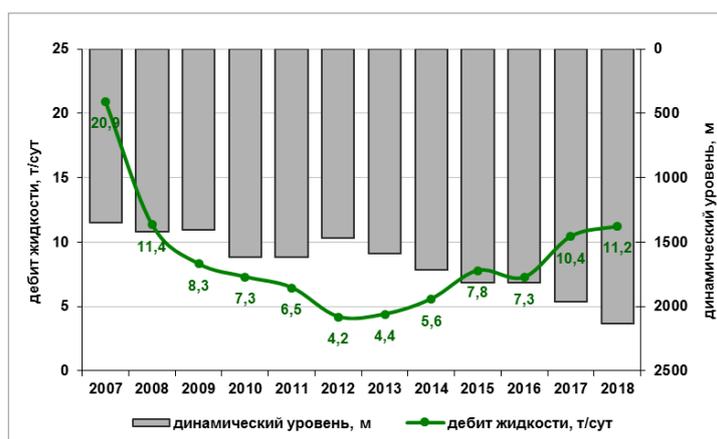


Рис. 5. Динамика дебита жидкости и динамического уровня жидкости (объект ЮС₁)

Карта накопленных отборов приведена на рисунке 6.

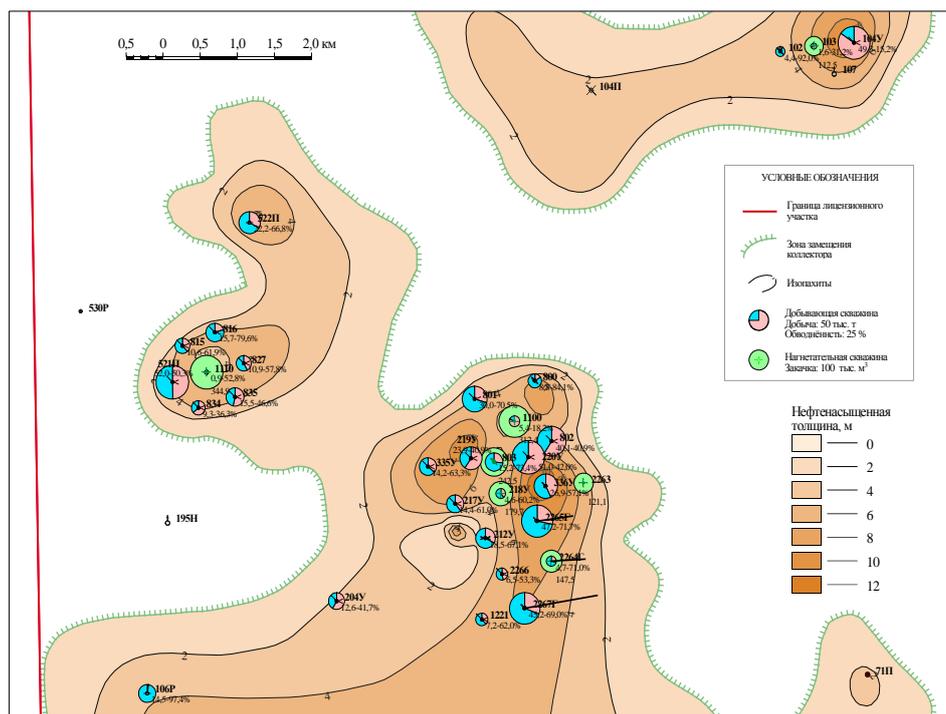


Рис. 6. Карта накопленных отборов нефти и жидкости

Обсуждение

В ходе активного разбуривания и эксплуатации объекта ЮС₁, начиная с 2007 года, выделился ряд особенностей его разработки.

Первые скважины, пробуренные в наиболее повышенных участках залежи, показали перспективность разработки данного объекта. Большинство скважин, пробуренных позднее, имели высокую входную обводненность от 16,1 до 90,6 % (в среднем 53,5 %) и продемонстрировали тенденцию к быстрому ее росту [4–6].

Ввод новых добывающих и нагнетательных скважин осуществлялся с применением ГРП. Средний дебит нефти разведочных и добывающих скважин без применения ГРП составляет 2,35 т/сут, после — 14,3 т/сут, средняя масса закачиваемого пропанта — 38,7 т.

Активный рост обводненности добываемой продукции пришелся на 2006–2007 гг. и совпал с периодом бурения основной части фонда. Стоит отметить, что на данном этапе нагнетание в пласт воды еще не проводилось. Залежи объекта ЮС₁ замкнутые, литологически экранированные, подошвенная вода отсутствует (рис. 7). В связи с этим причиной роста обводненности может являться распространение трещин ГРП в залегающие ниже водонасыщенные пласты [7–13].

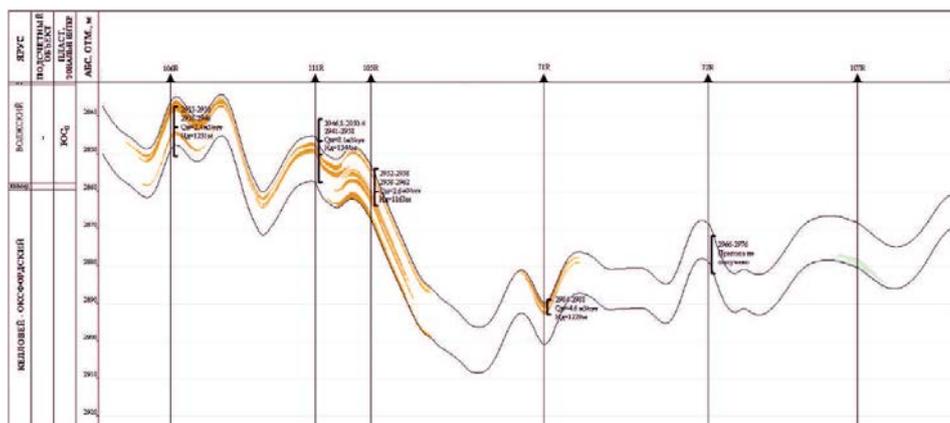


Рис. 7. Геологический разрез объекта ЮС₁

Значительные объемы закачиваемой воды с накопленной компенсацией 196 % помогли стабилизировать пластовое давление, однако снижение дебитов и динамических уровней свидетельствует об ухудшении энергетического состояния залежи [14, 15]. В данных условиях можно сделать вывод о значительных объемах непроизводительной закачки, причина которых — ввод нагнетательных скважин с применением ГРП, распространение трещин гидроразрыва и образование условий для перетока воды в нижезалегающие пласты [16–19].

На данный момент отбор от НИЗ составляет 11,4 % при обводненности 79,1 %. Текущий КИН составляет 0,028 при утвержденном — 0,246 [20].

Выводы

Залежи месторождения X объекта ЮС₁ замкнутые, литологически экранированные, характеризуются отсутствием водонефтяной зоны, низкими фильтрационно-емкостными свойствами и продуктивностью, средний дебит по результатам испытаний составил 2,35 т/сут.

На данный момент на объекте реализованы несколько элементов семиточечной системы разработки, предусмотренной проектным документом.

Дебит после применения технологии ГРП составляет 14,3 т/сут. Однако негативным моментом является высокая входная обводненность от 16,1 до 90,6 %, что, по нашему мнению, связано с подтягиванием воды из нижезалегающего водонасыщенного пласта в результате распространения в нем трещин, полученных при проведении ГРП.

Энергетическое состояние оценивается как неудовлетворительное. Несмотря на стабилизацию пластового давления дебиты жидкости и динамические уровни снижаются. Отрицательные явления наблюдаются несмотря на высокую приемистость нагнетательных скважин и накопленную компенсацию 196 %. Причина этого — ввод нагнетательных скважин с применением ГРП и уход воды по трещинам гидроразрыва в нижезалегающий пласт.

Библиографический список

1. Мулявин, С. Ф. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири : монография / С. Ф. Мулявин, В. Н. Маслов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2016. – Ч. 1. – 263 с. – Текст : непосредственный.
2. Мулявин, С. Ф. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири: монография / С. Ф. Мулявин, В. Н. Маслов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2016. – Ч. 2. – 143 с. – Текст : непосредственный.
3. Мулявин, С. Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие / С. Ф. Мулявин. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. – 224 с. – Текст : непосредственный.
4. Кононенко, А. А. Оценка эффективности методов выравнивания профиля приемистости с применением трассерных исследований на месторождениях Газпромнефть-ННГ / А. А. Кононенко, Ю. В. Кусакин, С. Ф. Мулявин. – Текст : электронный // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1–1. – URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=18928>.
5. Курамшин, Р. М. Методические подходы к обоснованию геолого-технологических мероприятий / Р. М. Курамшин, С. Ф. Мулявин, А. Н. Лапердин. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2011. – № 10 (89). – С. 36–43.
6. Оценка эффективности метода выравнивания профиля приемистости с применением гидропрослушивания пластов / А. А. Кононенко, Р. Н. Мухаметзянов А. Н. Юдаков, К. А. Кононенко. – Текст : электронный // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2–2. – URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=21985>.
7. Эльмурзиев, Д. А. Анализ проблем вертикального распространения трещин ГРП и поиск подходов к их решению / Д. А. Эльмурзиев, Д. Д. Водорезов. – Текст : непосредственный // Новые технологии — нефтегазовому региону : материалы Международной научно-практической конференции ; отв. редактор П. В. Евтин. – Тюмень : ТИУ, 2016. – Т. 1. – С. 71–73.
8. Особенности геологического строения, итоги и перспективы разработки Вынгапуровского нефтегазоконденсатного месторождения / М. Ф. Нуриев, А. Н. Юдаков, С. Ф. Мулявин, А. Д. Плетнева. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2009. – № 2 (57). – С. 38–47.
9. Юдаков, А. Н. Анализ эффективности реализуемых систем разработки на Сугмутском месторождении / А. Н. Юдаков, С. Ф. Мулявин. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2010. – № 9 (76). – С. 70–78.
10. Цветков, Г. А. Совершенствование технологии мониторинга развития трещины ГРП снижением технологических рисков / Г. А. Цветков, Е. П. Рябоконе. – Текст : непосредственный // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. – 2016. – № 16. – С. 146–148.
11. Логинов, А. В. Прогноз продуктивности скважин после проведения ГРП и геометрия трещин разрыва / А. В. Логинов, В. П. Колесник. – Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы восьмой Всероссийской научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Муравленко Виктора Ивановича), 24 декабря 2012 года / М-во образования и науки России, Тюменский государственный нефтегазовый университет ; под общ. ред. В. В. Долгушина. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2012. – С. 193–196.
12. Астафьев, В. И. Асимптотический анализ процесса развития трещины ГРП / В. И. Астафьев, Г. Д. Федорченко. – Текст : непосредственный // Математическое моделирование и краевые задачи : сборник трудов седьмой Всероссийской научной конференции с международным участием. Том. 1. Математические модели механики, прочности и надежности элементов конструкций / Отв. редактор В. П. Радченко. – Самара : Самарский государственный технический университет, 2010. – С. 32–36.

13. Джуриная, Ю. А. Применение комплекса исследований для определения геометрии трещин ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / Ю. А. Джуриная. – Текст : непосредственный // Научный обозреватель. – 2017. – № 7 (79). – С. 48–50.
14. Мулявин, С. Ф. Научно-методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Мулявин Семен Федорович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2013. – 47 с. – Место защиты : Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Текст : непосредственный.
15. Мулявин, С. Ф. Научно-методическое обоснование разработки залежей углеводородного сырья с трудноизвлекаемыми запасами : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Мулявин Семен Федорович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет – Тюмень, 2013. – 381 с. – Текст : непосредственный.
16. Влияние термоупругого эффекта на развитие трещин авто-ГРП в нагнетательной скважине с трещиной ГРП / О. В. Салимов, И. И. Гирфанов, А. В. Кочетков [и др.]. – DOI 10.18599/grs.18.1.8. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 1. – С. 46–50.
17. Балин, Д. В. Экспресс-оценка вероятности наличия трещин авто-ГРП / Д. В. Балин. – Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы Десятой Международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета), 24 ноября 2016 г. Т. 2. Бурение и разработка нефтяных и газовых месторождений. Строительство и обустройство нефтегазопромыслов. Информационные технологии / Отв. редактор П. В. Евтин ; Министерство образования и науки России, Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2016. – С. 42–45.
18. Климов-Каяниди, А. В. Самопроизвольное образование трещин авто-ГРП в нагнетательных скважинах / А. В. Климов-Каяниди. – Текст : непосредственный // Новые технологии — нефтегазовому региону : сборник трудов Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых (Тюмень, 24–28 апреля 2017 г.). Том. II. Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Совершенствование технологии сооружения скважин, бурение нефтегазопромысловых объектов / Отв. редактор П. В. Евтин. – Тюмень : ТИУ, 2017. – С. 89–92.
19. Климов-Каяниди, А. В. Трещины авто-ГРП в нагнетательных скважинах / А. В. Климов-Каяниди, С. К. Сохошко. – Текст : непосредственный // Природные процессы в нефтегазовой отрасли. Geonature 2017. Сборник научных трудов Международной научно-практической конференции Студенческого отделения европейской ассоциации геоученых и инженеров — European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE) / Отв. редактор И. И. Нестеров. – Тюмень : ТИУ, 2017. – С. 150–152.
20. Юдаков, А. Н. Результаты гидроразрыва пластов и его влияние на нефтеотдачу Вынгапуровского месторождения / А. Н. Юдаков, М. В. Кравцова, С. Ф. Мулявин. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2008. – № 8. – С. 66–71.

References

1. Mulyavin, S. F., & Maslov, V. N. (2016). Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Chast' 1. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 263 p. (In Russian).
2. Mulyavin, S. F., & Maslov, V. N. (2016). Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Chast' 2. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 143 p. (In Russian).
3. Mulyavin, S. F. (2014). Osnovy proektirovaniya razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 224 p. (In Russian).

4. Kononenko, A. A., Kusakin, V. Yu., & Mulyavin, S. F. (2015). Evaluation of the effectiveness of the methods of injectivity profile smoothing with the use of tracer studies in the fields of Gazpromneft-NNG. Modern problems of science and education, (1-1). (In Russian). Available at: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=18928>
5. Kuramshin, R. M., Mulyavin, S. F., & Laperdin, A. N. (2011). Metodicheskie podkhody k obosnovaniyu geologo-tehnologicheskikh meropriyatiy. Gornye vedomosti, (10(89)), pp. 36-43. (In Russian).
6. Kononenko, A. A., Mukhametzyanov, R. N., Yudakov, A. N., & Kononenko, K. A. (2015). Evaluation of the effectiveness of the method of alignment profile injectivity with the use of interference layers. Modern problems of science and education, (2-2). (In Russian). Available at: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=21985>
7. El'murziev, D. A., & Vodorezov, D. D. (2016). Analiz problem vertikal'nogo rasprostraneniya treshchin GRP i poisk podkhodov k ikh resheniyu. Novye tekhnologii - neftegazovomu regionu: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tom 1. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 71-73. (In Russian).
8. Nuriev, M. F., Yudakov, A. N., Mulyavin, S. F., & Pletneva, A. D. (2009). Osobennosti geologicheskogo stroeniya, itogi i perspektivy razrabotki Vyangapurovskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya. Gornye vedomosti, (2(57)), pp. 38-47. (In Russian).
9. Yudakov, A. N., & Mulyavin, S. F. (2010). Analiz effektivnosti realizuemykh sistem razrabotki na Sugmutskom mestorozhdenii. Gornye vedomosti, (9(76)), pp. 70-78.
10. Tsvetkov, G. A., & Riabokon, E. P. (2016). Upgrade of crack development monitoring by reduction of operating risks during hydraulic fracturing. Geology and minerals of the Western Urals, (16), pp. 146-148. (In Russian).
11. Loginov, A. V., & Kolesnik, V. P. (2012). Prognoz produktivnosti skvazhin posle provedeniya GRP i geometriya treshchin razryva. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyna (opyt, innovatsii): materialy vos'moy Vserossiyskoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii (posvyashchennoy 100-letiyu so dnya rozhdeniya Muravlenko Viktora Ivanovicha), December 24, 2012. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 193-196. (In Russian).
12. Astaf'ev, V. I., & Fedorchenko, G. D. (2010). Asimptoticheskiy analiz protsessa razvitiya treshchin GRP. Matematicheskoe modelirovanie i kraevye zadachi : sbornik trudov sed'moy Vserossiyskoy nauchnoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem. Tom. 1. Matematicheskie modeli mekhaniki, prochnosti i nadezhnosti elementov konstruktsiy. Samara, Samara State Technical University Publ., pp. 32-36. (In Russian).
13. Dzhurinskaya, Yu. A. (2017). Primenenie kompleksa issledovaniy dlya opredeleniya geometrii treshchin GRP na mestorozhdeniyakh OAO "Surgutneftegaz". Nauchnyy obozrevatel', (7(79)), pp. 48-50.
14. Mulyavin, S. F. (2013). Nauchno-metodicheskoe obosnovanie razrabotki zalezhey uglevodorodnogo syr'ya s trudnoizvlekaemymi zapasami. Avtoref. diss. ... dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 47 p. (In Russian).
15. Mulyavin, S. F. (2013). Nauchno-metodicheskoe obosnovanie razrabotki zalezhey uglevodorodnogo syr'ya s trudnoizvlekaemymi zapasami. Diss. dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 381 p. (In Russian).
16. Salimov, O. V., Girfanov, I. I., Kochetkov, A. V., Ziyatdinov, R. Z., & Morozov, P. G. (2016). The Influence of Thermoelastic Effect on Cracks of Automatic Hydraulic Fracturing in Injection Wells. Georesursy, 18(1), pp. 46-50. (In Russian). DOI: 10.18599/grs.18.1.8
17. Balin, D. V. (2016). Ekspres-otsenka veroyatnosti nalichiya treshchin avto-GRP. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyna (opyt, innovatsii): materialy Desyatoy Mezhdunarodnoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii (posvyashchennoy 60-letiyu Tyumenskogo industrial'nogo universiteta), November 24, 2016. Tom 2. Burenie i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. Stroitel'stvo i obustroystvo neftegazopromyslov. Informatsionnye tekhnologii. Tyumen, pp. 42-45. (In Russian).

18. Klimov-Kayanidi, A. V. (2017). Samoproizvol'noe obrazovanie treshchin avto-GRP v nagnetatel'nykh skvazhinakh. Novye tekhnologii — neftegazovomu regionu: sbornik trudov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii studentov, aspirantov i molodykh uchenykh (April, 24-28, 2017). Tom. II. Razrabotka, ekspluatatsiya i obustroystvo neftyanykh, gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy. Sovershenstvovanie tekhnologii sooruzheniya skvazhin, burenie neftegazo-promyslovykh ob"ektov. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 89-92. (In Russian).

19. Klimov-Kayanidi, A. V., & Sokhoshko, S. K. (2017). Treshchiny avto-GRP v nagnetatel'nykh skvazhinakh. Prirodnye protsessy v neftegazovoy otrasli. Geonature 2017. Sbornik nauchnykh trudov Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii Studencheskogo otdeleniya evropeyskoy assotsiatsii geouchenykh i inzhenerov - European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE). Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 150-152. (In Russian).

20. Yudakov, A. N., Kravtsova M. V., Mulyavin, S. F. (2008). Rezul'taty gidrozryva plastov i ego vliyanie na nefteotdachu Vyngapurovskogo mestorozhdeniya. Gornye vedomosti, (8), pp. 66-71. (In Russian).

Сведения об авторах

Мулявин Семен Федорович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Нещадимов Роман Александрович, магистрант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Semen F. Mulyavin, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: muljavinsf@tyuiu.ru

Roman A. Neschadimov, Master's Student, Industrial University of Tyumen