

УДК 550.812 + 622.276

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ
ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ
НА ЮЖНО-РУССКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND FIELD INFORMATION
FOR THE DESIGN OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES
ON THE SOUTH -RUSSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD**

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук, профессор
кафедры разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Кусова Лизавета Геннадиевна

студентка направления подготовки
21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»
Санкт-Петербургский горный университет
kusovalisa@gmail.com

Аннотация. Одной из ведущих задач при разработке газовых месторождений является максимально возможное извлечение природных запасов газа из недр земли. Повышение конечной газоотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора газа в главной степени достигаются посредством массового использования методов интенсификации добычи газа. Любые мероприятия по интенсификации притока газа направлены на повышение или восстановление проницаемости призабойной зоны и соединении её с более проницаемыми газонасыщенными участками пласта. Разработка газоконденсатных залежей Южно-Русского месторождения ведётся с некоторыми отклонениями от проектных решений. Вызвано это в первую очередь отставанием фактического действующего фонда скважин по сравнению с планируемым, а также сложными и неоднородными свойствами коллекторов, слагающих продуктивные пласты.

Ключевые слова: характеристика геологического строения месторождения; геологический разрез месторождения; промышленная нефтегазоносность месторождения; схема совмещения залежей в плане; газодинамические исследования залежей и пластов; геолого-физические характеристики продуктивных пластов и их свойств; характеристика фонда скважин.

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor, Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields
and Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Kusova Lizaveta Genadijevna

Student training direction 21.05.06
«Oil and Gas Equipment and Technologies»
Saint Petersburg Mining University
kusovalisa@gmail.com

Annotation. One of the leading tasks in the development of gas fields is the maximum possible extraction of natural gas reserves from the bowels of the earth. An increase in the final gas recovery of the developed deposits and an increase in the rate of gas production are mainly achieved through the massive use of gas production intensification methods. Any measures to stimulate gas inflow are aimed at increasing or restoring the permeability of the bottomhole zone and connecting it with more permeable gas-saturated areas of the formation. The development of gas condensate deposits of the South-Russkoye field is carried out with some deviations from design decisions. This is caused primarily by the lag of the actual operating well stock in comparison with the planned one, as well as by the complex and heterogeneous properties of the reservoirs that make up the productive formations.

Keywords: characteristics of the geological structure of the field; geological section of the field; industrial oil and gas content of the field; scheme of combining deposits in the plan; gas-dynamic studies of deposits and formations; geological and physical characteristics of productive strata and their properties; well stock characteristics.

Краткая характеристика геологического строения

Южно-Русского месторождения

Геологический разрез Южно-Русского месторождения представлен палеозойскими образованиями фундамента и отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Наиболее полно разрез изучен скважинами №№ 21-П и 24-П, вскрывшими на забое породы палеозойского фундамента.

В соответствии со схемой районирования территории Западной Сибири Южно-Русское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в восточной части Тазовского НГР Пур-Тазовской НГО Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис. 1).

Регионально газоносными являются отложения сеномана, в которых выявлены крупные и уникальные скопления газа на Заполярном, Северо-Часельском, Южно-Русском и других месторождениях.

Покрышкой для залежей сеноманской продуктивной толщи служат глинистые отложения турон-датского и более молодого возраста, толщина которых составляет 600–800 м. Внутри глинистой покрышки в 40–70 м выше кровли сеномана выделяется песчаная газсалинская пачка, к которой на Южно-Русском месторождении приурочена залежь газа в пласте Т₁₋₂. Промышленная продуктивность газсалинской пачки установлена также на Заполярной, Харампурской, Западно-Часельской, Северо-Ханчейской площадях.

В разрезе месторождений Тазовского НГР выделяется 5 перспективных нефтегазоносных комплексов (НГК): ниже-среднеюрский, верхнеюрский, неокомский, апт-альб-сеноманский и туронский, разделённых хорошо выдержанными глинистыми толщами.

Всего на Южно-Русском месторождении выделен 31 продуктивный пласт: Т₁₋₂, ПК₁, ПК₆, ПК₇, ПК₉, ПК₁₀, ПК₁₁, ПК₁₂, ПК₁₃¹, ПК₁₃², ПК₁₄, ПК₁₅, ПК₁₆¹, ПК₁₆², ПК₁₇¹, ПК₁₇², ПК₁₈, ПК₁₉, ПК₂₀¹, ПК₂₀², ПК₂₁₋₂₂, АТ₆, АТ₁₁, БТ₄⁰, БТ₄, БТ₁₂, Ю₁¹, Ю₁², Ю₁⁴⁻¹, Ю₁⁴⁻², Ю₂¹.

В разрезе Южно-Русского месторождения промышленная нефтегазоносность установлена в пластах туронского (пласт Т₁₋₂), апт-альб-сеноманского (пласты ПК₁, ПК₆, ПК₇, ПК₉, ПК₁₀, ПК₁₁, ПК₁₂, ПК₁₃¹, ПК₁₃², ПК₁₄, ПК₁₅, ПК₁₆¹, ПК₁₆², ПК₁₇¹, ПК₁₇², ПК₁₈, ПК₁₉, ПК₂₀¹, ПК₂₀², ПК₂₁₋₂₂), неомского (пласты АТ₆, АТ₁₁, БТ₄⁰, БТ₄, БТ₁₂), верхнеюрского (пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁⁴⁻¹, Ю₁⁴⁻²) и среднеюрского (пласт Ю₂¹) нефтегазоносных комплексов.

На рисунке 2 представлена схема совмещения разрабатываемых залежей Южно-Русского месторождения.

Сеноманская залежь

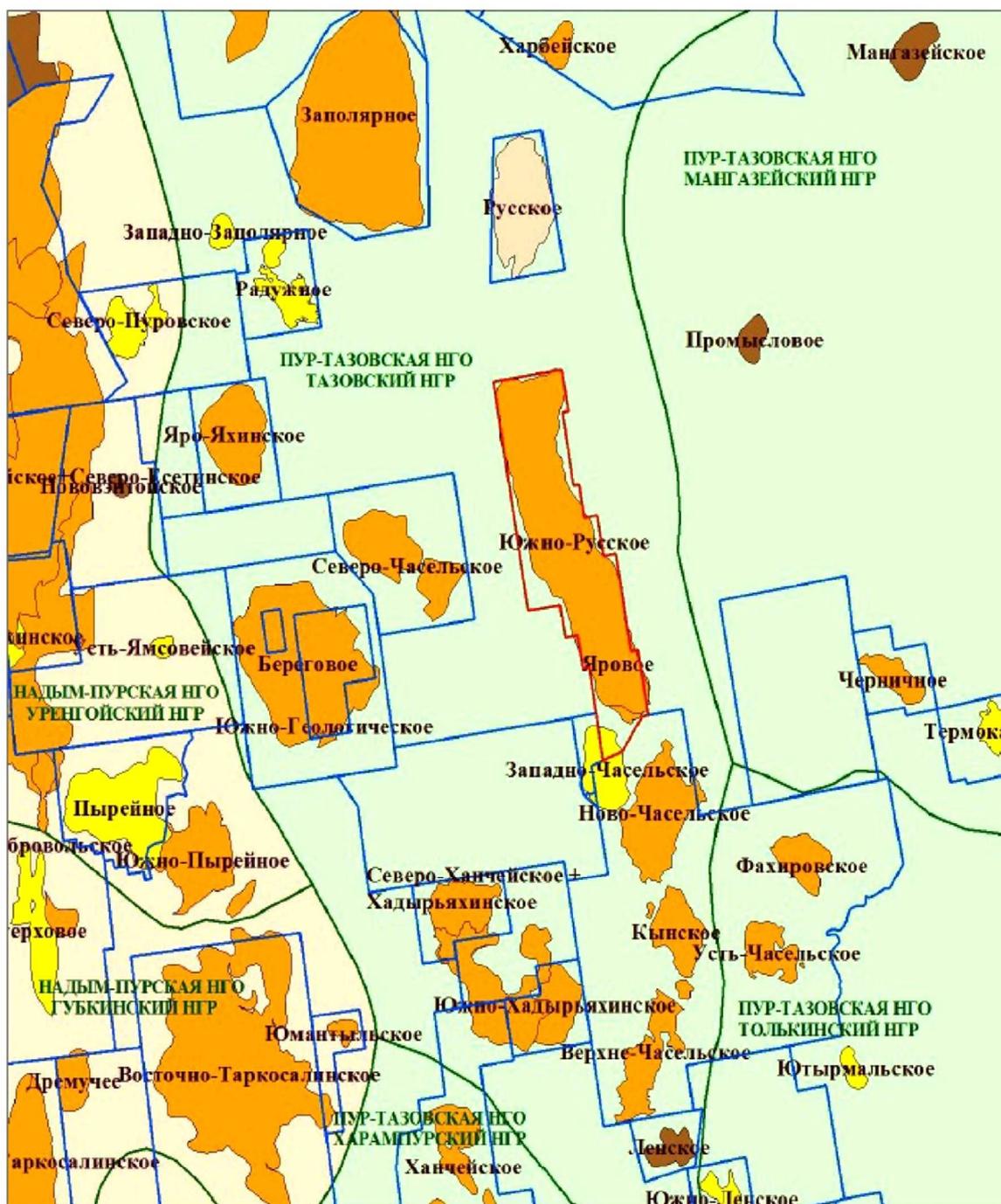
В пласте ПК₁ на Южно-Русском месторождении выявлена одна газовая залежь. Общая характеристика залежи пласта ПК₁ приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Общая характеристика залежей Южно-Русского месторождения

Пласт	ПК ₁	Т ₁₋₂
Тип залежи	массивная	пластово-сводовая
Размеры залежи	69,7×7,9–12,4	80,1×10,2–19,0
Площадь залежи, тыс. м ²	696363	1184265
Абсолютная отметка / глубина залегания кровли (интервал изменения), м	808,5–906,0	706,6–836,7
Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	– 911±3	– 847±3
Высота залежи, м	102,5	142,4

Пласт вскрыт 54 поисково-разведочными и 161 эксплуатационными скважинами на а.о. минус 808,5 (скважина № 111) – минус 1114,4 м (скважина № 114-Р). Эффективные толщины изменяются от 45,0 м в скважине № 55-Р до 115,3 м в скважине № 25-Р, эффективные газонасыщенные – в пределах 6,4 м (скважина № 4-Р) – 92,8 м (скважина № 51-Р).

Пласт испытан в 25 поисково-разведочных скважинах, в 20 из них доказана газонасыщенность отложений. Дебиты газа изменяются в диапазоне 292,8 тыс. м³/сут. (скважина № 104-П) – 636,4 тыс. м³/сут. (скважина № 2-Р). При освоении эксплуатационных скважин фонтаны газа достигают 218,4 (скважина № 8н) – 720,5 тыс. м³/сут. (скважина № 122).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | |
|---|---|
|  Лицензионные участки |  Месторождения УВС |
|  Границы НГР, НГО |  газонефтяные |
|  Граница Южно-Русского лицензионного участка |  нефтяные |
| |  нефтегазоконденсатные |

Рисунок 1 – Выкопировка из карты нефтегазоносности ЯНО

Залежь по типу является водоплавающей, массивной. Большинство эксплуатационных скважин пробурены со вскрытием кровельной газонасыщенной части пласта. Газоводяной контакт залежи обоснован данными ГИС и результатами испытания пласта в 57 скважинах с удлинением не более 30 м.

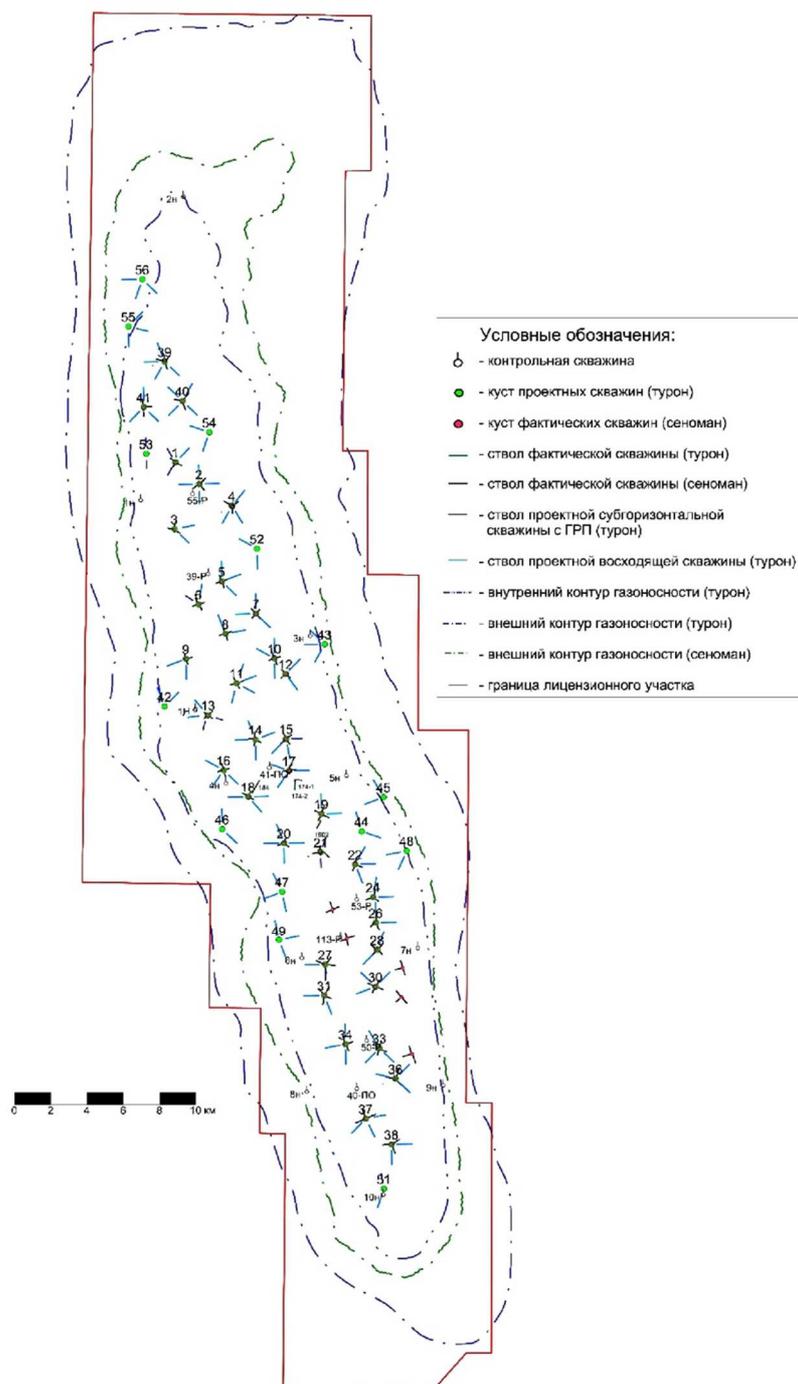


Рисунок 2 – Схема совмещения залежей в плане

В скважинах №№ 1П, 2Н, 2П, 2н, 3н, 5н, 9н, 10-Р, 13-Р, 14-Р, 15-Р, 17-Р, 18-Р, 22-Р, 24-П, 35-Р, 37-ПО, 40-ПО, 40Н, 41-ПО, 91, 170Н, 210Н и 360Н ГВК вскрыт по данным ГИС в проницаемой части на а.о. – 909,7 м (скважины №№ 2Н и 91) – 914,4 м (скважина № 22-Р). При перфорации пласта в скважинах №№ 3н, 5н, 9н, 10-Р, 13-Р, 15-Р, 18-Р, 22-Р и 91 дебиты газа составили 256,6–642,8 тыс. м³/сут.

В новых разведочных скважинах №№ 50-Р, 51-Р, 52-Р, 53-Р, 54-Р и 55-Р пласт ПК1 не испытан, газоводяной контакт принят по данным ГИС. Все скважины подтвердили принятый ГВК залежи.

Начальный уровень газоводяного контакта по пласту ПК₁ принят на а.о. минус 911 ± 3 м.

Залежь массивная, размеры её в границах принятого контура газоносности составляют 69,7 x 7,9 – 12,4 км, высота – 102,5 м.

Туронская залежь

В пласте Т₁₋₂ на Южно-Русском месторождении выявлена одна газовая залежь. Общая характеристика залежи пласта Т₁₋₂ приведена в таблице 1.

Пласт вскрыт 54 поисково-разведочными и 165 эксплуатационными скважинами. Общая толщина пласта в стратиграфических границах изменяется от 29 (скважина № 94) до 78,3 (скважина № 31-Р) м, увеличиваясь в восточном направлении. Пласт представлен переслаиванием алевролитов и глинистых песчаников. Толщина прослоев коллектора изменяется от 0,1 до 13,8 м, расчленённость пласта равна 4-21.

Газонасыщенность туронских отложений доказана результатами испытаний в 22 поисково-разведочных скважинах и при эксплуатации скважин №№ 170Н и 174 (два горизонтальных ствола – основной и боковой), 184.

Дебиты газа сепарации изменяются от 4,5 тыс. м³/сут. (скважина № 38-ПО) до 216 тыс. м³/сут. (скважина № 104-П) на шайбе диаметром 6–18 мм. Максимальные притоки газа получены в скважинах №№ 37-ПО (157 тыс. м³/сут.), 41-ПО (144,4 тыс. м³/сут.), 45-ПО (148,6 тыс. м³/сут.) и 104-П (216 тыс. м³/сут.), вскрывших чисто газовую зону залежи. В эксплуатационных скважинах дебиты газа достигают 326,5 тыс. м³/сут. на 18 мм шайбе (скважина № 184).

В скважине № 43-Р пласт опробован поинтервально снизу-вверх. Из интервала 918–941 м (а.о. – 846,5–869,5 м) получен приток газа с пластовой водой. Дебит газа составил 40,7 тыс. м³/сут., воды 2,8 м³/сут. на шайбе / штуцере диаметром 10/10 мм. По результатам промыслово-геофизических исследований (СТД, термометрия, влагометрия, резистивиметрия) перфорированный интервал охарактеризован как водонасыщенный, интервал 918,4–919 м работает газом, поступающим в ствол скважины заколонным переток с глубины 892–911 м. При опробовании коллекторов верхней части пласта в интервалах глубин 887–893,5 м (а.о. – 815,6–822,1 м) и 889–909 м (а.о. – 817,6–837,5 м) получен фонтан газа дебитом 82,2 тыс. м³/сут. на шайбе 12 мм.

По данным ГИС газоводяной контакт в скважине вскрыт в коллекторе на а.о. – 845,9 м.

В скважине № 46-ПО проникаемая часть пласта испытана в полном объёме. При совместной перфорации интервалов 915–919 м (а.о. – 845,7–849,7 м), 926–938 м (а.о. – 856,7–868,7 м), 941–944 м (а.о. – 871,7–874,7 м) получен приток воды дебитом 3,1 м³/сут. на уровне 757,8 м. Из интервалов 878–883 м (а.о. – 808,7–813,7 м), 886–897 м (а.о. – 816,7–827,7 м), 902–906 м (а.о. – 832,7–836,7 м) получен фонтан газа дебитом 56,4 тыс. м³/сут. на шайбе 10 мм.

По данным ГИС и результатам испытания ГВК в скважине определён на а.о. – 843,9–845,9 м.

В скважине № 47-ПО при опробовании пласта в интервале 891–902 м (а.о. – 832,8–843,7 м) получен непромышленный приток газа с пластовой водой. Дебит газа сепарации составил 2,15 тыс. м³/сут., дебит воды – 86,4 м³/сут. при работе на штуцере 8 мм и шайбе 6 мм. По ГИС пласт газонасыщен на а.о. минус 845,8 м, кровля водонасыщенного коллектора фиксируется на а.о. минус 849,7 м. В скважине имеет место переток из-за низкого качества цементации. Вода поступает по заколонному пространству из подошвенной водонасыщенной части пласта. Не исключён переток с пласта ПК1.

Газоводяной контакт принят по материалам ГИС в интервале а.о. минус 845,8–849,7 м.

В скважине № 9-Р из интервала 875–887 м (а.о. минус 838,6–850,6 м) получен фонтан газа дебитом 81,2 тыс. м³/сут. на 16 мм шайбе. По ГИС пласт продуктивен до а.о. минус 847,6 м, пропластки до а.о. минус 850,4 м с неясным насыщением как мало-мощные по результатам испытания отнесены к газонасыщенной части.

Газоводяной контакт в скважине определён в интервале а.о. – 850,4–861,2 м.

В скважине № 11 при испытании пласта в интервале глубин 902–912 м (а.о. минус 839,7–849,7 м) получен фонтан газа дебитом 16,3 тыс. м³/сут. на 9,5 мм шайбе. При проведении исследований отмечалось гидратообразование. По материалам ГИС проникаемая часть газонасыщена на а.о. минус 849,5 м, кровля водонасыщенных коллекторов фиксируется с а.о. минус 862,1 м.

В скважине № 15-Р пласт проперфорирован в интервале глубин 854–870 м (а.о. минус 806,4–822,3 м). Получен фонтан газа дебитом 77,8 тыс. м³/сут. на шайбе диаметром 15,9 мм. Подошва нижнего газонасыщенного коллектора по данным ГИС определена на а.о. минус 843,2 м, кровля водонасыщенного – на а.о. минус 843,9 м.

В скважине № 107-П пласт испытан поинтервально. При перфорации подошвенной части пласта в интервале 903–906 м (а.о. минус 835,2–838,2 м) получили фонтан газа с пластовой водой. Дебит газа сепарации на 12 мм штуцере составил 6,0 тыс. м³/сут., дебит воды 209 м³/сут. По данным ГИС пласт характеризуется газонасыщенным до подошвы (а.о. минус 838 м). Промыслово-геофизические исследования по определению места притока не проводились. По заключению АКЦ в интервале 900–958 м сцепление цементного камня с колонной отсутствует или определяется как частичное. Получение воды при испытании, вероятно, объясняется перетоком по заколонному пространству с нижезалегающих водонасыщенных коллекторов пласта Т₃. При низком качестве цементирования не исключается переток и с пластов группы ПК. При перфорации пласта в интервалах 896–899 м (а.о. минус 828,2–831,2 м) и 855–871 м (а.о. минус 787,2–803,2 м) получены фонтаны газа дебитами 101,7 и 89,7 тыс. м³/сут. на шайбе 14,5 мм.

Скважины №№ 16-Р, 20-Р, 23-Р, 35-Р, 36-Р, 37-ПО, 38-ПО, 40-ПО, 41-ПО, 42-Р, 45-Р и 104-П вскрыли чисто газовую зону залежи. Пласт во всех скважинах испытан (до а.о. минус 823,2 м). При испытании получены безпримесные фонтаны газа дебитами 4,5–216 тыс. м³/сут. на шайбе диаметром 8–19 мм.

В скважине № 3-Р при перфорации пласта в интервалах 847–851 (а.о. минус 812,1–816,1 м) и 838–844 м (а.о. минус 803,1–809,1 м) получили незначительный приток природного газа. При свободном истечении на устье дебит составил 180 м³/сут. По данным геофизики коллектора интерпретируются как газонасыщенные до подошвы (а.о. минус 842,1 м). Исследование пласта в скважине было прекращено из-за медленного темпа возрастания забойного давления. Пласт в скважине остался недоосвоен.

В скважинах №№ 5-Р, 4-Р, 8н, 17-Р, 29-Р, 226-П и 227-П газоводяной контакт определён материалами интерпретации ГИС.

В скважине № 5-Р подошва нижнего газонасыщенного коллектора отбивается на а.о. минус 844,9 м, кровля первого водонасыщенного – на а.о. минус 848,5 м. В скважине № 4-Р ГВК определён в интервале а.о. минус 842,7–843,9 м.

В скважине № 8н подошва газонасыщенной части находится на а.о. минус 844,2 м, кровля водонасыщенной – на а.о. 848 м.

В скважине № 17-Р газоводяной контакт установлен в интервале а.о. минус 840,6–844,4 м.

В скважине № 29-Р подошва нижнего газонасыщенного пропластка определена на а.о. минус 846,1 м, кровля водонасыщенного – на а.о. минус 855,6 м. В скважине № 226-П подошва газонасыщенного коллектора имеет а.о. минус 831 м, кровля водонасыщенного – а.о. минус 846,6 м. В скважине № 227-П уровень ГВК установлен на а.о. минус 840,4–848,8 м.

В проницаемой части газоводяной контакт вскрыт бурением в скважине № 43-Р на а.о. минус 845,9 м, что не противоречит данным других скважин.

Газоводяной контакт залежи пласта Т₁₋₂ принят на а.о. минус 847,0 ± 3 м.

Эффективные толщины в скважинах изменяются от 11,3 м (скважина № 12-П) до 41,7 м (скважина № 42), газонасыщенные – от 4,9 м (скважина № 5-Р) до 41,7 м (скважина № 42).

Залежь пластовая сводовая, размеры её в границах принятого контура газоносности составляют 80,1 x 10,2 – 19,0 км, высота – 142,4 м.

Геолого-физические характеристики продуктивных пластов

и их свойств на Южно-Русском месторождении

Сеноманская залежь

Целью проведённого комплекса гидродинамических исследований скважин было получение и уточнение следующих характеристик: характера насыщения пород, положения ГВК, продуктивности, гидропроводности, режима работы и гидрогеологической обстановки залежей месторождения.

Пласт ПК₁ охарактеризован испытанием 25 объектов, выполненных в 23 скважинах. В процессе исследований получено: 20 фонтанов газа, 5 притоков пластовой воды.

Фонтанирующие притоки газа в процессе исследования залежи пласта ПК₁ получены в 18 скважинах. Гидродинамические исследования 20 объектов проводились на 4–8 режимах на диафрагмах диаметрами 6,0–38,1 мм при пластовых депрессиях 0,01–9,06 МПа. Дебиты газа по объектам варьируют в пределах от 52,3 (скважина № 38 на 6 мм диафрагме) до 983,7 (скважина № 19 на 38 мм диафрагме) тыс. м³/сут. Полученные результаты соответствуют насыщению, определённом по интерпретации ГИС. Газ сухой. В скважинах №№ 36 и 104 провели газоконденсатные исследования через сепаратор на штуцерах диаметром 12,0–15,0 мм, признаков конденсата и воды не обнаружено. Абсолютно-свободные дебиты газа по объектам изменяется от 1102,0 тыс. м³/сут. (скважина № 104) до 7588,0 тыс. м³/сут. (скважина № 23).

Не переливающие притоки пластовой воды получены в скважинах №№ 5, 7, 9, 11 и 29.

В скважинах №№ 5, 7 и 11 не переливающие притоки пластовой воды получены при освоении пласта в процессе бурения, что не противоречит характеристике по ГИС. Исследования проведены в трёх объектах при помощи комплекта испытательных инструментов КИИ-146. Дебиты воды составили соответственно 245,0, 101,5 и 204,0 м³/сут. при среднединамических уровнях 660, 88 и 463 м.

Не переливающий приток пластовой воды получен в скважине № 29 при испытании интервала 992–997 м (а.о. – 929,2 ÷ 934,2 м), водонасыщенного по ГИС. Дебит воды составил 3,5 м³/сут. при среднединамическом уровне 90,5 м.

В скважине № 9 пласт ПК₁ испытан совместно с пластом. В результате совместного исследования объектов в интервалах 962–966 м (а.о. – 925,6 ÷ 929,6 м) и 1426–1444 м (а.о. – 1389,5 ÷ 1407,5 м) получен приток пластовой воды дебитом 100,2 м³/сут. при среднединамическом уровне 99,0 м. По интерпретации ГИС коллектора пластов ПК₁ и в интервалах испытания характеризуются как водонасыщенные, о чём свидетельствуют результаты испытания.

Работы по интенсификации притока и РИР в процессе испытания разведочных скважин не проводились.

По результату анализа испытания разведочных скважин сеноманский коллектор является высокопроницаемым с начальным средневзвешенным пластовым давлением 9,2 МПа.

Результаты газодинамических исследований пласта ПК₁ представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты газодинамических исследований залежей и пластов Южно-Русского месторождения (пласт ПК₁)

№№ n/n	Параметр	Залежь	Всего
1	Начальное пластовое давление		
	количество скважин	175	175
	количество определений	563	563
	минимальное значение, МПа	8,25	8,25
	максимальное значение, МПа	10,09	10,09
	среднее значение, МПа	8,99	8,99
2	Начальная температура		
	количество скважин	172	172
	количество определений	247	247
	минимальное значение, °С	15	15
	максимальное значение, °С	27	27
	среднее значение, °С	18,73	18,73
3	Коэффициент проницаемости		
	количество скважин	–	–
	количество определений	–	–
	минимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	–	–
	максимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	–	–
	среднее значение, 10 ⁻³ мкм ²	–	–

Окончание таблицы 2

4	Коэффициент фильтрационного сопротивления А		
	количество скважин	163	163
	количество определений	165	165
	минимальное значение, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.)	0,02	0,02
	максимальное значение, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.)	4,3	4,3
	среднее значение, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.)	0,49	0,49
5	Коэффициент фильтрационного сопротивления В		
	количество скважин	163	163
	количество определений	165	165
	минимальное значение, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.) ²	0,00002	0,00002
	максимальное значение, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.) ²	0,03254	0,03254
	среднее значение, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.) ²	0,00094	0,00094

Туронская залежь

Целью проведённого комплекса гидродинамических исследований скважин было получение и уточнение следующих характеристик: характера насыщения пород, положения ГВК, продуктивности, гидропроводности, режима работы и гидрогеологической обстановки залежей месторождения.

Результаты газодинамических исследований пласта Т₁₋₂ представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты газодинамических исследований залежей и пластов Южно-Русского месторождения (пласт Т₁₋₂)

№№ n/n	Параметр	Залежь	Всего
1	Начальное пластовое давление		
	количество скважин	24	24
	количество определений	54	54
	минимальное значение, МПа	4,53	4,53
	максимальное значение, МПа	11,1	11,1
	среднее значение, МПа	9,42	9,42
2	Начальная температура		
	количество скважин	23	23
	количество определений	39	39
	минимальное значение, °С	9	9
	максимальное значение, °С	21	21
	среднее значение, °С	15	15
3	Коэффициент проницаемости		
	количество скважин	–	–
	количество определений	–	–
	минимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	–	–
	максимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	–	–
	среднее значение, 10 ⁻³ мкм ²	–	–
4	Коэффициент фильтрационного сопротивления А		
	количество скважин	19	19
	количество определений	29	29
	минимальное значение, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.)	0,7	0,7
	максимальное значение, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.)	302,8	302,8
	среднее значение, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.)	83,4	83,4
5	Коэффициент фильтрационного сопротивления В		
	количество скважин	19	19
	количество определений	29	29
	минимальное значение, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.) ²	0,0022	0,0022
	максимальное значение, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.) ²	26,04	26,04
	среднее значение, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.) ²	2,83	2,83

В таблице 4 представлена геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Южно-Русского НГКМ.

Таблица 4 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Южно-Русского НГКМ

№№ n/n	Параметры	Продуктивные пласты	
		T ₁₋₂	ПК ₁
1	Средняя глубина залегания кровли, м	706,6–836,7	808,5–906,0
2	Абсолютная отметка ВНК, м	–	–
3	Абсолютная отметка ГНК, м	–	–
4	Абсолютная отметка ГВК, м	– 847±3	– 912
5	Тип залежи	пластово-сводовая	массивная
6	Тип коллектора	терригенный	терригенный
7	Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	1184265	696363
8	Средняя общая толщина, м	–	–
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	–	–
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	18,4	34,8
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	–	–
12	Коэффициент пористости, доли ед.	0,29	0,33
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	–	–
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	–	–
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	–	–
16	Коэффициент газонасыщенности пласта, доли ед.	0,48	0,75
17	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	13,3	587,8
18	Коэффициент песчанности, доли ед.	–	–
19	Расчленённость, ед.	–	–
20	Начальная пластовая температура, °С	16,5	19,8
21	Начальное пластовое давление, МПа	9,8	9,2
22	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	–	–
23	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	–	–
24	Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	–	–
25	Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	–	–
26	Содержание серы в нефти, %	–	–
27	Содержание парафина в нефти, %	–	–
28	Давление насыщения нефти газом, МПа	–	–
29	Газосодержание, м ³ /т	–	–
30	Давление начала конденсации, МПа	–	–
31	Плотность конденсата в стандартных условиях, г/см ³	–	–
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях, мПа · с	–	–
33	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C ₅₊), г/м ³	–	–
34	Содержание сероводорода, %	–	–
35	Вязкость газа в пластовых условиях, мПа · с	0,0139	0,0137
36	Плотность газа в пластовых условиях, кг/м ³	80,2	72,6
37	Коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.	0,830	0,848
38	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа · с	0,79	0,82
39	Плотность воды в поверхностных условиях, г/см ³	1003	1003
40	Сжимаемость, 1/МПа · 10 ⁻⁴		
41	нефти	–	–
42	воды	2,810	2,810
43	породы	0,360	0,360
44	Коэффициент вытеснения (водой), доли ед.	–	–
45	Коэффициент вытеснения (газом), доли ед.	–	–
46	Коэффициент продуктивности, м ³ /сут. · МПа	–	–
47	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:		
48	A, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.)	–	–
49	B, МПа ² /(тыс. м ³ /сут.) ²	–	–

Сеноманская залежь

По пласту ПК₁ Южно-Русского месторождения в 2006 году проведено уточнение геологической модели и подсчёт запасов свободного газа. После 2006 года исследованы составы свободного газа, отобранные из скважин №№ 21-П, 36-Р и 38-ПО, которые учтены при расчёте средних значений.

Ввиду отсутствия или незначительного содержания в пробах газа тяжёлых углеводородов (C_{5+B}), газ пласта ПК1 является «сухим», бесконденсатным.

Потенциальное содержание в газе этана, пропана, бутанов не определялось ввиду некондиционного содержания этана (менее 3 % мольных).

Принятый состав пластового газа пласта ПК₁ Южно-Русского месторождения приведён в таблице 5.

Таблица 5 – Свойства свободного газа, средний компонентный состав газа и конденсата Южно-Русского месторождения (пласт ПК₁)

Компоненты	Состав газа (% мол.)
	пласт ПК ₁
Метан CH_4	98,41
Этан C_2H_6	0,074
Пропан C_3H_8	0,006
Изобутан iC_4H_{10}	0,016
Нормальный бутан nC_4H_{10}	0,002
Изопентан iC_5H_{12}	–
Нормальный пентан nC_5H_{12}	–
Гексаны C_6H_{14}	–
Гептаны C_7H_{16}	–
Октаны C_8H_{18}	–
Нонаны C_9H_{20}	–
Деканы + вышекипящие $C_{10}H_{22+}$	–
Азот N_2	1,141
Двуокись углерода CO_2	0,308
Сероводород H_2S	–
Меркаптаны RSH	–
Гелий He	0,012
Ar	0,011
H_2	0,02
CO	–
Молекулярная масса, кг/моль	16,28
Плотность газа, кг/м ³	0,6773
Коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.	–
Вязкость газа, мПа · с	–
Пентан + вышекипящие C_{5+}	–
Молекулярная масса, кг/моль	–
Плотность, кг/м ³	–
Потенциальное содержание C_{5+}	–
Среднее давление, МПа	4,59
Средняя температура, °С	– 82,91
Количество скважин	16
Количество определений	21

Туронская залежь

По пласту Т₁₋₂ Южно-Русского месторождения в 2006 году проведено уточнение геологической модели и подсчёт запасов свободного газа.

В 2008 году по результатам исследования скважин №№ 35-Р и 170н выполнен оперативный подсчёт запасов пластов Т₁ и Т₂.

К 2010 году дополнительно проведены исследования скважины № 46-ПО, по которой отобраны и исследованы пробы газа сепарации.

К настоящему моменту дополнительно изучены пробы свободного газа из скважин №№ 42-Р и 47-ПО.

Ввиду отсутствия или незначительного содержания в газе конденсата, он принят «сухим», средним по кондиционным пробам свободного газа и газа сепарации (ввиду отсутствия конденсата в сепараторе пробы газа сепарации приняты идентичными пробами свободного газа). Потенциальное содержание в газе этана, пропана, бутанов не определялось ввиду некондиционного содержания этана (менее 3 % мольных).

Принятый состав пластового газа пласта Т₁₋₂ Южно-Русского месторождения приведён в таблице 6.

Таблица 6 – Свойства свободного газа, средний компонентный состав газа и конденсата Южно-Русского месторождения (пласт Т₁₋₂)

Компоненты	Состав газа (% мол.)
	пласт Т ₁₋₂
Метан СН ₄	98,117
Этан С ₂ Н ₆	0,695
Пропан С ₃ Н ₈	0,013
Изобутан iС ₄ Н ₁₀	0,003
Нормальный бутан nС ₄ Н ₁₀	0,006
Изопентан iС ₅ Н ₁₂	–
Нормальный пентан nС ₅ Н ₁₂	–
Гексаны С ₆ Н ₁₄	–
Гептаны С ₇ Н ₁₆	–
Октаны С ₈ Н ₁₈	–
Нонаны С ₉ Н ₂₀	–
Деканы + вышекипящие С ₁₀ Н ₂₂₊	–
Азот N ₂	0,833
Двуокись углерода СО ₂	0,306
Сероводород Н ₂ С	–
Меркаптаны RSH	–
Гелий Не	0,006
Аг	0,005
Н ₂	0,000
СО	–
Молекулярная масса, кг/моль	16,34
Плотность газа, кг/м ³	0,6802
Коэффициент сжимаемости газа, доли ед.	–
Вязкость газа, мПа · с	–
Пентан + вышекипящие С ₅₊	0,017
Молекулярная масса, кг/моль	–
Плотность, кг/м ³	–
Потенциальное содержание С ₅₊	–
Среднее давление, МПа	4,6
Средняя температура, °С	– 81,92
Количество скважин	14
Количество определений	28

Текущее состояние эксплуатационного и наблюдательного фонда скважин

По состоянию на 01.01.2021 г. общий фонд сеноманских скважин составляет 169 скважин (рис. 3), из которых 142 эксплуатационных (22 куста по 3 скважины и 19 кустов по 4 скважины), 18 контрольных (наблюдательные: №№ 1Н, 2Н, 40н, 210н, 360н, 390н, 1н, 2н, 3н, 4н, 5н, 6н, 7н, 8н, 9н, 10н, Р-39 и Р-113), 3 специальных (поглощающие: 1ПГЛ, 2ПГЛ и 3ПГЛ), 6 скважин в ликвидации (№№ 36Р, 37ПО, 38ПО, 43Р, 46ПО и 47ПО).

Из эксплуатационного фонда 142 ед. на 01.01.2021 г. 3 скважины (№№ 381, 382 и 383) находятся в бездействии. Скважины №№ 382 и 383 закрыты по причине обводнения, скважина № 381 – неэффективное ГТМ (табл. 7).

На рисунке 4 представлена схема размещения скважин сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения. Из рисунка видно, что большинство субгоризонтальных скважин расположено в периферийных частях залежи, в которых средняя эффективная толщина ниже, чем в центральной части, а также по результатам ГИС и ГДИ отмечено преобладание пониженных фильтрационных свойств.



Рисунок 3 – Состояние фонда сеноманских скважин на 01.01.2021 г.

Таблица 7 – Характеристика фонда скважин сеноманской залежи Южно-Русского месторождения

Характеристика фонда		Количество скважин, ед.
Добывающие газовые скважины		142
в том числе	действующие	139
	бездействующие	3
	в ожидании подключения	–
	в ожидании освоения	–
Контрольные скважины		18
в том числе	наблюдательные газовые	16
	поглощающие	2
	поисковые и разведочные	–
	в консервации	–
	ликвидированные	–
Специальные (поглощающие) скважины		3
в том числе	действующие	2
	бездействующие	1
	ликвидированные	–
Поисковые и разведочные скважины		6
в том числе	в консервации	–
	ликвидированные	6
Всего на балансе организации		169

Для более детального анализа основных показателей разработки выделены пять эксплуатационных зон залежи (рис. 4):

- I (северная) зона включает в себя скважины кустов №№ 1–4 и 39–41;
- II (центрально-северная) зона включает в себя скважины кустов №№ 5–12;
- III (центральная) зона включает в себя скважины кустов №№ 13–22;
- IV (южно-центральная) зона включает в себя скважины кустов №№ 23–26 и 28–29;
- V (южная) зона включает в себя скважины кустов №№ 27 и 30–38

Зоны II и III отличаются более высокими ФЕС и характеризуют область наибольшей плотности запасов. В отдельные зоны выделены наиболее удалённые участки залежи (северная и южная зоны), для которых характерны наибольшие потери пластовой энергии в газосборной сети. В районе ППЮМ выделены две зоны (южная и южно-центральная), скважины которых одинаково удалены от УКПГ, однако режимы работы которых отличаются друг от друга из-за значительной изменчивости свойств пласта.

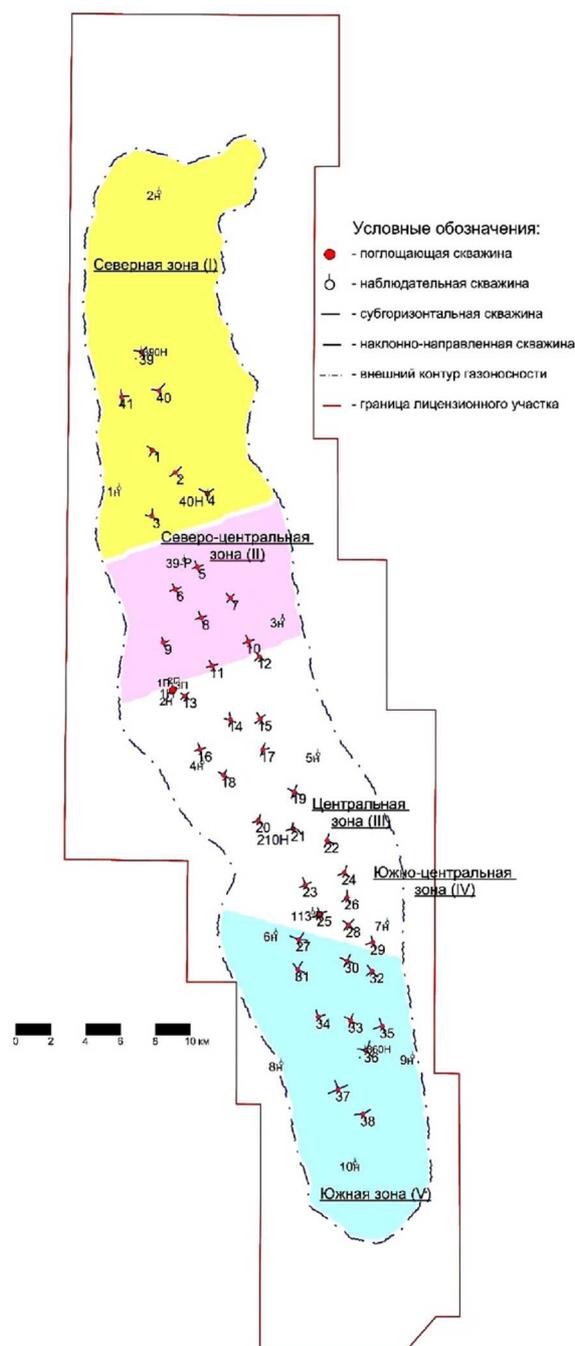


Рисунок 4 – Схема размещения эксплуатационных скважин сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения

Литература

1. Булатов А.И. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1–4.
2. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
4. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.

6. Савенок О.В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин / О.В. Савенок, Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
7. Савенок О.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений / О.В. Савенок, А.А. Ладенко. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 275 с.
8. Савенок О.В. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М.; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
9. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учеб. пособие: в 2 частях. – Ухта: Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
10. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
11. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
12. Григулецкий В.Г. Опытные-промышленные работы при цементировании обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения // Нефтегазовые технологии. – 2007. – № 11. – С. 2–14.
13. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российского нефтегазового дела // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–28.
14. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть I) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 1. – С. 40–50.
15. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть II) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 2. – С. 43–49.
16. Анализ изменения текущей газонасыщенности на Южно-Русском месторождении / А.В. Демков [и др.] // Международный студенческий научный вестник. – 2017. – № 5. – С. 103–110.
17. Карпов М.А. Способ совместной эксплуатации сеноманской и туронской залежей Южно-Русского месторождения // Газовая промышленность. – 2016. – № 3 (735). – С. 72–76.
18. Ковалев А.И., Савенок О.В. Прогнозирование показателей разработки Янемдейского нефтяного месторождения при помощи анализа кривых истощения пласта // Инженер-нефтяник. – 2021. – № 2. – С. 24–35.
19. Красовский А.В., Воробьев В.В., Ларин А.В., Дорофеев А.А., Белоус В.Б. Современные технологии газодинамических исследований скважин сеноманской залежи Южно-Русского месторождения // Газовая промышленность. – 2011. – № 5 (659). – С. 46–50.
20. Нигматуллин Р.Р. Особенности разработки туронских залежей газа на Южно-Русском месторождении // European Science. – 2016. – № 3 (13). – С. 102–103.
21. Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 10. – С. 10–12.
22. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ эффективности проведения ГРП с целью увеличения газоотдачи на туронских отложениях Южно-Русского нефтегазоконденсатного месторождения // Инженер-нефтяник. – 2021. – № 3. – С. 20–26.
23. Поварова Л.В., Приходько М.Г., Савенок О.В. Факторы, обуславливающие экологическую опасность нефтедобычи // «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014»: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодежи (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2014. – С. 28–32.
24. Савенок О.В. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 03(6). – С. 97–120.
25. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
26. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Построение цифровой геологической модели и оценка запасов углеводородов Южно-Русского месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 1 (4). – С. 1–22.
27. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2–2. – С. 162–173.
28. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение эксплуатационной характеристики сеноманской газовой залежи по результатам газодинамических исследований скважин Южно-Русского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 160–174.

29. Цыганков С.Е., Дорофеев А.А., Сопнев Т.В. Особенности опытно-промышленной разработки туронской газовой залежи Южно-Русского месторождения // Газовая промышленность. – 2014. – № 5 (706). – С. 32–34.
30. Анализ выработки запасов газа и конденсата Западно-Ярояхинского лицензионного участка / С.И. Шиян [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 9 (633). – С. 5–17.

References

1. Bulatov A.I. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes: textbook / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
2. Bulatov A.I. Overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S., Scientific foundations and practice of oil and gas well development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
4. Ladenko A.A. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical surveys of wells in oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2021. – 260 p.
6. Savenok O.V. Oil and gas engineering during well development / O.V. Savenok, Yu.D. Kachmar, R.S. Yaremychuk. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
7. Savenok O.V. Development of oil and gas fields / O.V. Savenok, A.A. Ladenko. – Krasnodar : Ed. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
8. Savenok O.V. Ecological aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
9. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: textbook: in 2 parts. – Ukhta : Ukhta State Technical University Publishing House, 2021.
10. Berezovsky D.A., Lavrentiev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling from the point of view of establishing the conditions for the onset of factors complicating mining // Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
11. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgeman Rachel. Technologies and principles of development of multilayer deposits // Nauka. Technics. Technologies (polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
12. Griguletsky V.G. Pilot work in cementing casing strings of gas wells of the Pestsovaya area of the Urengoy field // Oil and gas technologies. – 2007. – № 11. – P. 2–14.
13. Griguletsky V.G. Watering of deposits is a fundamental issue of modern Russian oil and gas business // Oil, gas and business. – 2007. – № 5. – P. 19–28.
14. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Improving the efficiency of cementing casing strings of gas wells in the Pestsovaya area of the Urengoy field (part I) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2008. – № 1. – P. 40–50.
15. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Improving the efficiency of cementing casing strings of gas wells in the Pestsovaya area of the Urengoy field (part II) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2008. – № 2. – P. 43–49.
16. Analysis of the change in the current gas saturation at the Yuzhno-Russkoye field / A.V. Demkov [et al.] // International Student Scientific Bulletin. – 2017. – № 5. – P. 103–110.
17. Karpov M.A. A method for the joint exploitation of the Cenomanian and Turonian deposits of the Yuzhno-Russkoye field // Gas industry. – 2016. – № 3 (735). – P. 72–76.
18. Kovalev A.I., Savenok O.V. Forecasting indicators of the development of the Yanemdeyskoye oil field using the analysis of reservoir depletion curves // Engineer-Neftyanik. – 2021. – № 2. – P. 24–35.
19. Krasovskii A.V., Vorobyov V.V., Larin A.V., Dorofeev A.A., Belous V.B. Modern technologies of gas-dynamic studies of wells of the Cenomanian deposit of the Yuzhno-Russkoye field // Gas industry. – 2011. – № 5 (659). – P. 46–50.
20. Nigmatullin R.R. Features of the development of Turonian gas deposits at the Yuzhno-Russkoye field // European Science. – 2016. – № 3 (13). – P. 102–103.
21. Nikitin B.A., Griguletsky V.G. Stationary oil inflow to a single horizontal well in an anisotropic reservoir // Neftyanoe khozyaystvo. – 1992. – № 10. – P. 10–12.
22. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing in order to increase gas recovery in the Turonian deposits of the Yuzhno-Russkoye oil and gas condensate field // Engineer-Neftyanik. – 2021. – № 3. – P. 20–26.
23. Povarova L.V., Prikhodko M.G., Savenok O.V. Factors causing the environmental hazard of oil production // «Ecological problems of oil production – 2014»: a collection of proceedings of the IV International scientific and practical conference with elements of a scientific school for youth (October 21–23, 2014, Ufa). – Ufa : Ufa State Petroleum Technical University, 2014. – P. 28–32.

24. Savenok O.V. Oil recovery of the formation and ways of its increase / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 03(6). – P. 97–120.
25. Solovieva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // Territoriya NEFTEGAZ. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
26. Sopnev T.V., Beketov S.B. Construction of a digital geological model and assessment of hydrocarbon reserves of the Yuzhno-Russkoye field // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming. – 2018. – №. 1 (4). – P. 1–22.
27. Sopnev T.V., Beketov S.B. Refinement of the gas-hydrodynamic model of the Cenomanian gas deposit of the Yuzhno-Russkoye field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2–2. – P. 162–173.
28. Sopnev T.V., Beketov S.B. Refinement of the operational characteristics of the Cenomanian gas deposit based on the results of gas-dynamic studies of the wells of the Yuzhno-Russkoye field // Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2018. – № 2. – P. 160–174.
29. Tsygankov S.E., Dorofeev A.A., Sopnev T.V. Features of experimental industrial development of the Turonian gas deposit of the Yuzhno-Russkoye field // Gas industry. – 2014. – № 5 (706). – P. 32–34.
30. Analysis of the development of gas and condensate reserves of the Zapadno-Yaroyakhinsky license area / S.I. Shiyan [et al.] // Neftepromyslovoye delo. – 2021. – № 9 (633). – P. 5–17.