УДК 553.98

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

♦♦♦♦♦

GEOLOGICAL STRUCTURE AND LITHOLOGICAL FEATURES OF OIL DEPOSITS IN THE TYUMEN REGION

Петрушин Евгений Олегович
мастер по добыче нефти, газа и конденсата,
цех по добыче нефти и газа № 4,
Мурьяунское месторождение
НГДУ «Нижнесортымскнефть»
eopetrushin@yahoo.com

Аннотация. В статье рассмотрены особенности коллекторских свойств нефтяного месторождения, расположенного на территории Тюменской области. Несмотря на то, что месторождение находится на заключительной стадии разработки, по материалам литолого-петрографических и петрофизических свойств коллекторов можно с полной уверенностью обосновать дополнительные перспективы месторождения в дальнейшем. Анализ изученных материалов по коллекторским свойствам продуктивных пачек месторождения позволил выделить эффективные толщины пород-коллекторов по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических и геологических материалов с учётом качественных и количественных признаков. Зависимости между основными фильтрационно-емкостными характеристиками пород построены для всех продуктивных пластов с учётом дополнительных керновых данных. Выделение пластов-коллекторов в разведочных скважинах с полным комплексом ГИС проводилось по прямым качественным признакам. Выделены особенности продуктивных пластов и их отличительные признаки.

Ключевые слова: геолого-геофизические исследования месторождения; литолого-стратиграфический разрез месторождения; тектоническое строение месторождения; гидрогеологическая характеристика месторождения; нефтегазоносность месторождения; геолого-физическая характеристика продуктивных пластов; перспективы нефтегазоносности месторождения.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Master of Oil, Gas
and Condensate Production, Oil
and Gas Production Workshop № 4,
Muryaunskoye field
NGDU Nizhnesortymskneft
eopetrushin@yahoo.com

Annotation. This article examines the reservoir properties of an oil field located in the Tyumen region. Although the field is in the final stages of development, lithological, petrographic, and petrophysical reservoir properties allow us to confidently substantiate the field's additional future prospects. Analysis of the reservoir properties of the field's productive units allowed us to identify effective reservoir rock thicknesses based on a comprehensive interpretation of production geophysical and geological data, taking into account both qualitative and quantitative characteristics. Relationships between the main reservoir properties were constructed for all productive formations, taking into account additional core data. Reservoir formations were identified in exploratory wells using a full suite of well logging tools based on direct qualitative characteristics. The characteristics of the productive formations and their distinguishing features are highlighted.

Keywords: geological and geophysical studies of the field; lithological and stratigraphic section of the field; tectonic structure of the field; hydrogeological characteristics of the field; oil and gas potential of the field; geological and physical characteristics of productive formations; oil and gas potential of the field.

Общие сведения о районе исследования

В административном отношении рассматриваемое нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Рассматриваемое месторождение до 2000 года входило в состав Тянского месторождения, открытого в 1985 году бурением первой поисковой скважины. С октября 2000 года оно выделено как самостоятельное месторождение, входящее в состав Тянской группы месторождений.

В результате проведённых геологоразведочных работ установлена нефтеносность 9 пластов:

- 3 пластов группы АС ($АС_7$, $АС_9$ и $АС_{10}$);
- 2 пластов группы БС ($БС_7$ и $БС_8^1$);
- 2 пластов ачимовской толщи ($Ач_3$, $Ач_4$);
- пласта $ЮС_0$ и пласта $ЮС_2$ юрских отложений.

В общегеологическом плане территория месторождения расположена северной части Западно-Сибирского седиментационного бассейна.

Породы фундамента вскрыты параметрической скважиной № 11а Западно-Перевальной площади, в которой палеозойские отложения представлены мендалекаменными андезитовыми порфиритами (вскрытая толща палеозойского фундамента 102 м).

Отложения промежуточного комплекса по данным исследования керна из скважины № 11а представлены базальтом и базальтовыми порфиритами.

Геолого-геофизические исследования территории Широтного Приобья, в пределах которой расположено месторождение, начаты в конце 40-х годов прошлого столетия. Это были в основном мелко- и среднемасштабные геолого-геофизические исследования, которые до 1957 года носили региональный характер. К этому времени на территории Широтного Приобья проведены геолого-геоморфологические и аэромагнитные исследования, а также гравиметрические исследования. В результате этих работ установлены общие закономерности геологического строения мезозойско-кайнозойских отложений, составлена геологическая карта, тектоническая схема доюрских образований, выявлен ряд крупных тектонических элементов, в том числе Сургутский свод.

Планомерные площадные исследования сейсморазведки методом отражённых волн (МОВ) с целью выявления перспективных для поисков залежей нефти и газа структур на Сургутском своде проводятся с 1958 года. За период с 1958 по 1965 гг. вся территория свода была покрыта площадными сейсморазведочными работами МОВ. К середине 60-х годов прошлого века на Сургутском своде выявлены Лянторская, Восточкинская, Ватинская, Вершинная, Западно-Сургутская, Северо-Сургутская, Быстринская, Конитлорская, Федоровская и ряд других структур.

Непосредственно Тянское месторождение, в состав которого входило рассматриваемое месторождение, подготовлено региональными и площадными сейсмическими работами в модификациях МОВ и ОГТ в 1969–86 гг. В результате работ этих лет изучен структурный план месторождения, выявлены и закартированы литологические ловушки в неокомских отложениях, изучено строение палеозойских отложений.

Расширение объёмов геологоразведочных работ позволило в 1988 году опоисковать все локальные структуры, входящие в состав Тянского месторождения.

Для изучения скоростной характеристики разреза, уточнения стратификации выделенных в нём отражающих горизонтов, а также для изучения других особенностей разреза на Тянском месторождении и прилегающих к нему площадей проведены сейсмические работы. На площади работ такие исследования выполнены в скважинах № 585, 593 Юкъяунских и 11а Западно-Перевальной.

Всего по материалам подсчёта запасов на Тянской группе нефтяных месторождений открыто 63 залежи нефти в 21 пласте. Основная доля запасов приходится на пласты группы АС.

Литолого-стратиграфический разрез месторождения представлен породами палеозойского фундамента, переходного комплекса и мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Тектоническое строение

Месторождение располагается в тектонически активном районе. По восточной окраине Тянской группы месторождений (Западно-Перевальная и Юкъяунская площади) проходит тектоническая граница, разделяющая области различной возрастной складчатости. К западу от этой границы располагаются выступы – горсты байкальских складчатых комплексов Ляминского выступа и Надымской впадины, к востоку – Сургутско-Пуровский антиклинорий инверсионного типа развития, сложенный глинисто-сланцевой формацией девонского возраста.

Наиболее полно изучен верхний структурно-тектонический этаж, сложенный толщей спокойно залегающих мезозойских и кайнозойских осадочных пород, накапливавшихся в условиях устойчивого пригибания фундамента.

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты, Тянская группа месторождений, в состав которой входит рассматри-

ваемое месторождение, расположена на северо-западном склоне Сургутского свода и граничит с другой структурой первого порядка – Северо-Сургутской моноклиналью. Положительные структурные элементы, контролирующие нефтегазоносность, связаны со структурой второго порядка – Тромъёганским куполовидным поднятием. Оно отделяется от других положительных тектонических элементов серией прогибов: на севере от Нумтовского малого вала – Восточно-Ватлорским малым прогибом; на юге от Нижнесортымского куполовидного поднятия – Восточно-Нижнесортымским малым прогибом; на западе от Июльского малого вала – Восточно-Айпимским малым прогибом; на востоке от Верхненадымского куполовидного поднятия – Соимской малой котловиной.

Рассматриваемое нефтяное месторождение расположено на Тромъёганском куполовидном поднятии, контролируется двумя положительными структурами третьего порядка: Турынской и Мурьяунской. Мурьяунское локальное поднятие имеет размеры по отражающему горизонту Б 20 × 3^{-10} км, амплитудой около 55 м и вытянутое в субширотном направлении. Турынское локальное поднятие имеет вытянуто в северо-восточном направлении и имеет размеры по отражающему горизонту Б: 12 × 2^{-7}, амплитуду 62 м.

Гидрогеологическая характеристика

Химический состав и свойства пластовых вод месторождений Мурьяунской группы изучены на образцах 17 проб из скважин преимущественно Тянской площади. Основные физические свойства и химический состав пластовых вод пластов ачимовской толщи и юрских отложений, ввиду отсутствия качественных данных, приняты по аналогии с близлежащим Лосевым месторождением.

Как следует из результатов исследований, химический тип вод гидрокарбонатно-натриевый (по В.А. Сулину). Основные солеобразующие компоненты представлены ионами натрия и калия, хлора, магния, кальция, гидрокарбоната. Как следует из анализа характеристик пластовых вод по району в целом, по содержанию полезных компонентов воды не представляют промышленного интереса в качестве источника минерального сырья (за исключением йода, концентрация которого достигает промышленного уровня).

Общая минерализация пластовых вод незначительна и составляет в среднем 15–18 г/л, что практически совпадает с минерализацией вод аналогичных залежей соседних месторождений. Повышенное значение минерализации (26 г/л) закономерно обнаруживается у вод пласта $ЮС_2$.

Максимальная газонасыщенность вод на границе ВНК достигает 2,7 м3/м3. По мере удаления от ВНК количество растворённого газа резко снижается и на периферии не превышает 0,3–0,8 $м^3/м^3$ (табл. 1).

Содержание тяжёлых углеводородов в составе водорастворённых газов не превышает 3–4 %, однако вблизи контуров нефтяных залежей оно может достигать 10 % (что подтверждается результатами исследований водорастворённых газов других месторождений Сургутского свода).

Таблица 1 – Свойства пластовых вод

Наименование параметра	$АС_9$	$АС_{10}$
Газосодержание, $м^3/м^3$	2,65	2,51
Вязкость, мПа · с	0,4228	0,4114
Плотность воды, $кг/м^3$ в условиях пласта на поверхности в стандартных условиях	 992,5 1007,4	 990,6 1006,8
Объёмный коэффициент	1,017	1,019

Концентрация неуглеводородных компонентов (углекислый газ, азот) не превышает в сумме 3–8 %, лишь на локальных участках достигая 10 %. Сероводород в составе газов по району в целом не обнаружен.

Геолого-геофизическая характеристика залежи

Согласно «Тектонической карты мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы» (под ред. И.И. Нестерова, 1990 г.) месторождение расположено в северной части Тромъёганского куполовидного поднятия крупной структуры II порядка, расположенной в пределах юго-восточной части структуры I порядка – Северо-Сургутской моноклинали. Тромъёганское куполовидное поднятие имеет размеры 40 × 60 км, амплитуду более 200 м.

Месторождение в структурном плане соответствует Ехампийскому локальному поднятию, которое имеет вид брахиантиклинали субширотного простирания и ограничивается по ОГБ изогипсой – 2850 м. Размеры этого поднятия 6,5 × 4,0 км, амплитуда равна 40 м. По отражающему горизонту Ехампийское локальное поднятие оконтуривается сейсмоизогипсой – 2270 м, вытянуто в субширотном направлении и имеет размеры 7 × 4 км и амплитуду 25 м. Тромъёганское и Ехампийское локальные поднятия разделены неглубоким 20-метровым прогибом шириной 4 км.

Таким образом, наблюдается унаследованность в развитии всех основных структурных элементов с выполаживанием структур снизу вверх по разрезу.

Коллекторские свойства залежи

В пределах залежи выделены продуктивные пласты $АС_{10}$, $АС_9$ и $АС_7$ (черкашинская свита – готерив-баррем), $БС_7$ и $БС_8$ (верхняя ахская подсвита – валанжин-готерив), $Ач_4$ и $Ач_3$ (ачимовская свита – берриас-валанжин), $ЮС_2$ (тюменская свита – нижняя-средняя юра). Все коллекторы песчано-алевритового состава, которые составляют поровый тип коллектора, характеризующийся различными параметрами. Описание пластов представлено ниже.

Пласт $АС_{10}$

Коллекторы представлены отложениями русел, отложениями промоин и конусов выноса промоин и отложениями поймы песчано-алевролитового состава. Отложения русел представлены в основном песчанистыми отложениями (75 %) с примесью алевролитовых отложений (23,2 %):

- коэффициент открытой пористости песчаников – 21,4 %;
- коэффициент проницаемости – 181,8 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 29,9 %;

<u>в алевролитовых породах</u>:

- коэффициент открытой пористости – 19,6 %;
- коэффициент проницаемости – 14,9 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 50,5 %.

В составе отложений промоин и конусов выноса промоин песчаники и алевролиты находятся в практически равных пропорциях: песчаники (53,1 %), алевролиты (43,0 %). Что касается песчаников:

- коэффициент открытой пористости – 23,1 %;
- коэффициент проницаемости – 186,2 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 31,4 %;

<u>алевролиты</u>:

- коэффициент открытой пористости – 20,9 %;
- коэффициент проницаемости – 13,7 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 50,7 %.

В отложениях поймы преобладают исключительно алевролиты (58,6 %):

- коэффициент открытой пористости – 13,6 %;
- коэффициент проницаемости – 1,3 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 85,1 %.

Пласт $АС_9$

Коллекторы представлены устьевыми барами, вдольбереговыми барами, краевой частью баров, забаровыми лагунами.

Устьевые бары:

<u>Песчаники</u>:

- содержание литотипов (массовая доля в породе) – 55,0 %;
- коэффициент открытой пористости – 21,1 %;

- коэффициент проницаемости – 193,0 ×· 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 29,5 %.

Алевролиты:
- содержание литотипов – 34,4 %;
- коэффициент открытой пористости – 21,1 %;
- коэффициент проницаемости – 65,7 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 44,1 %.

Вдольбереговые бары:

Песчаники:
- содержание литотипов – 28,4 %;
- коэффициент открытой пористости – 21,4 %;
- коэффициент проницаемости – 197,0 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 27,4 %;

Алевролиты:
- содержание литотипов – 61,0 %;
- коэффициент открытой пористости – 21,4 %;
- коэффициент проницаемости – 17,2 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 41,7 %.

Краевая часть баров:

Песчаники:
- содержание литотипов – 57,3 %;
- коэффициент открытой пористости – 21,1 %;
- коэффициент проницаемости – 257,0 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 27,6 %.

Алевролиты:
- содержание литотипов – 36,6 %;
- коэффициент открытой пористости – 22,1 %;
- коэффициент проницаемости – 128,0 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 27,6 %.

Забаровые лагуны:

Песчаники:
- содержание литотипов – 14,3 %;
- коэффициент открытой пористости – 21,3 %;
- коэффициент проницаемости – 216,0 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 33,0 %.

Алевролиты:
- содержание литотипов – 75,0 %;
- коэффициент открытой пористости – 21,6 %;
- коэффициент проницаемости – 53,0 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 29,5 %.

Пласт $АС_7$

Алевролиты:
- содержание литотипов – 65,0 %;
- коэффициент открытой пористости – 19,1 %;
- коэффициент проницаемости – 3,1 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 56,4 %.

Пласты $Ач_3$ и $Ач_4$

Песчано-алевритовые породы:
- содержание литотипов – 57,7 %;
- коэффициент открытой пористости – 15,1 %;
- коэффициент проницаемости – 0,8 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 64,6 %.

Пласт $ЮС_2$

Песчано-алевритовые породы:
- содержание литотипов – 25,0 %;
- коэффициент открытой пористости – 13,1 %;

- коэффициент проницаемости – 1,8 × 10^{-3} мкм^2;
- коэффициент водоудерживающей способности – 61,1 %

Нефтегазоносность месторождения

В пределах месторождения выделяются 4 нефтегазоносных комплекса:

1) баррем-готеривский (пласты группы АС);
2) валанжин-берриас-волжский (пласты группы БС и ачимовской толщи);
3) верхнеюрский (пласт $ЮС_0$);
4) средне-нижне-юрский (пласт $ЮС_2$).

Нефтеносными являются пласты $АС_7$, $АС_9$, $АС_{10}$, $БС_7^1$, $БС_8^1$, $Ач_3$, $Ач_4$, $ЮС_0$ и $ЮС_2$.

Залежь пласта $АС_9$

Залежь пласта является одним из основных эксплуатационных объектов. Залежь выявлена 24 разведочными скважинами. В настоящее время пласт разбурен эксплуатационными скважинами.

По ГИС коллектор пласта $АС_9$ в скважине представлен нефтенасыщенными прослоями, обладающими достаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) (толщины от 0,8 до 1,2 м). По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора вскрыта на отметках – 2148,5-2192,7 м. Пласт чётко выделяется на кривых ПС, ИК, ГК, БК. Средняя отметка ВНК по залежи – 2194,0 м; тип залежи – пластово-сводовая; размер залежи – 28 × 12 километров; высота залежи – 45,5 м.

По строению пласт характеризуется как песчаное тело с включениями непроницаемых интервалов. Для пласта характерно изменение толщины пласта (общая и эффективная), в среднем составляет соответственно 10,2 м и 5,7 м. Средняя нефтенасыщенная толщина 5,2 м. Средняя проницаемость пласта – 0,108 мкм^2. Средняя нефтенасыщенность – 0,61 мкм^2.

По расположению в разрезе проницаемых и непроницаемых интервалов выделены две зоны.

Преобладает зона 1 (район скважины № 208Р) – верхняя и средняя часть слабо расчленены, нижняя часть полностью заглинизирована. Общая толщина – 10,4 м; нефтенасыщенная толщина – 5,6 м; песчанистость – 0,8; нефтенасыщенность – 0,62.

Зона 2 (район скважины № 201Р) – заглинизирована средняя часть. Общая толщина – 9,1 м; нефтенасыщенная толщина – 3,7 м; песчанистость – 0,52; нефтенасыщенность – 0,53.

ВНЗ занимает 46 % площади залежи.

Глинистый раздел между нефте- и водонасыщенными частями с толщиной более 2 м присутствует в 10 % скважин.

Залежи пласта $АС_{10}$

Пласт $АС_{10}$ на месторождении является одним из основных эксплуатационных объектов. На территории месторождения выявлено три залежи нефти: одна в районе скважины № 107Р и две в районе скважин № 201Р и 208Р.

В результате испытаний получено:

- 6 нефтяных фонтанов (скважины № 105Р, 107Р, 201Р, 204Р, 208Р и 212Р) с дебитами от 12 м^3/сут. на $d_{шт}$ = 4 мм (скважина № 107Р) до 107 м^3/сут. на $d_{шт}$ = 8 мм (скважина № 204Р);
- 3 непереливающих нефтяных притока (скважины № 111Р, 202Р и 212Р (совместно с АС9)) от 4,5 м^3/сут. до 20,0 м^3/сут.;
- 4 непереливающих притока нефти с водой на скважинах № 102Р, 112Р, 222Р и 1015;
- 6 притоков воды на скважинах № 110Р, 113Р, 114Р, 206Р, 207Р и 211Р.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора вскрыта на отметках от – 2198,4 до – 2209,8 м. Пласт чётко выделяется на кривых ПС, ИК, ГК и БК. Среднее значение ВНК по залежи принято на отметке – 2217,2 м. Тип залежи – массивная, водоплавающая. Размер залежи 3,5 × 2,6 км. Высота залежи 18,8 м. По строению пласт характеризуется как песчаное тело с включениями непроницаемых интервалов.

Для пласта характерно:

- выделение двух зон: западной (менее заглинизированной) и восточной (более заглинизированной);
- общая толщина пласта выдержана, в среднем равна 27 м;
- эффективная толщина не выдержана в западной зоне и в среднем равна 17,8 м, в восточной – 10,0 м, в среднем – 13,6 м;
- нефтенасыщенная толщина по пласту 9,3 м;
- песчанистость пласта в западной зоне – 0,54, в восточной – 0,79, в среднем – 0,67;
- проницаемость пласта в западной зоне – 0,141 мкм^2, в восточной – 0,121 мкм^2, в среднем – 0,141 мкм^2;
- нефтенасыщенность пласта в среднем равна 0,55.

ВНЗ на основной залежи занимает 76 % площади, в районе скважины № 201Р – 94 %, в районе скважины № 208Р – 58 %.

Наличие глинистого раздела (более 2 м) между нефте- и водонасыщенной частью раздела выявлено в 4 % скважин основной залежи, 10 % скважин залежи в районе скважины № 201Р, 3 % скважин залежи в районе скважины № 208Р.

Залежь пласта Ач$_3$

Залежь в районе скважины № 102Р выявлена двумя скважинами № 102Р и 1532, вскрывшими чисто нефтяную зону. При испытании скважины № 102Р в интервале глубин с абсолютными отметками – 2728,9-2733,9 м получен приток нефти дебитом 2,8 м^3/сут., при СДУ – 999 м. При испытании скважин № 202Р (абс. отм. 2779,4-2805,4 м), 205Р (абс. отм. 2764,7-2784,7 м) и 111Р (абс. отм. 2741,6-2825,6 м) получены притоки воды дебитами 4, 12 и 31 м3/сут. соответственно. При испытании скважины № 116Р из интервала глубин с абсолютными отметками – 2714,2-2724,2 м притока не получено.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора вскрыта на глубинах с абсолютными отметками – 2728,9 м (скважина № 102Р) и – 2735,3 м (скважина № 1532Р). Абсолютная отметка залегания подошвы последнего нефтенасыщенного пропластка – 2735,9 м (скважина № 1532Р). Пласт выделяется на кривых ПС, ИК, ГК и БК. Залежь ограничена: с запада и востока – изогипсой условного ВНК, с севера и юга – зоной неколлектора, вскрытой скважинами №№ 109Р, 1402Р, 116Р и 14585Р. ВНК принят на отметке – 2735,9 м (по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине № 1532Р).

Тип залежи – пластово-сводовая, литологически экранированная.

Размер залежи 3,3 × 4,5 км, высота – 35,9 м.

По строению пласт характеризуется как глинистое тело с включениями проницаемых пропластков.

Особенности пласта:

- небольшая нефтенасыщенная толщина – 1,8 м;
- крайне низкая проницаемость – 0,001 мкм^2;
- низкая нефтенасыщенность – 0,5.

Геолого-физическая характеристика пластов приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов рассматриваемого месторождения

Пласт	АС$_9$	АС$_{10}$	Ач$_3$	Ач$_4$
1	2	3	45	5
Средняя глубина залегания (абс. отметка), м	2193	2214	2798	2818
Площадь нефтегазоносности, тыс. м^2	147826	130648	19714	62879
Средняя общая толщина, м	13.3	27.7	15	26
Средняя эффективная толщина, м	6.4	12.3	6	8.8
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4.3	5.8	5.1	7.4
Средняя водонасыщенная толщина, м	3.6	4.9	3.1	6
Средняя пористость, %	23	22	16	17
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	0.57	0.58	0.52	0.53
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0.51	0.55	0.4	0.43
Средняя проницаемость, мкм^2	0.163	0.218	0.001	0.002

Окончание таблицы 2

1	2	3	45	5
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.48	0.44	0.40	0.34
Начальная пластовая температура, °С	74	76	85	85
Начальное пластовое давление, МПа	21.5	21.7	27.4	27.6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	1.52	1.52	2.20	2.20
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3	805	815	795	814
Плотность нефти в поверхностных условиях, тонн/м^3	0.87	0.87	0.86	0.88
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1.124	1.124	1.124	1.124
Содержание серы в нефти, %	0.59	0.66	1.04	1.04
Содержание парафина в нефти, %	2.06	1.69	3.05	3.06

Залежь пласта $БС_7^1$

Залежь выявлена одной скважиной № 104Р, вскрывшей чисто нефтяную зону. Продуктивность залежи подтверждена результатами испытаний.

При испытании скважины № 104Р в интервале глубин с абсолютными отметками – 2522,8–2530,8 м получен приток нефти дебитом 4,3 м^3/сут. при СДУ – 1237 м.

Структурные построения выполнены по данным бурения и результатам сейсморазведочных работ.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора вскрыта на абсолютной отметке – 2528,2 м. Абсолютная отметка залегания подошвы последнего нефтенасыщенного пропластка – 2529,4 м. Пласт выделяется на кривых: ПС, ИК, ГК, БК. В скважине коллектору соответствуют 1 максимум альфа ПС – 0,48. Сопротивление в нефтенасыщенной части 12 Ом · м.

Залежь ограничена зоной неколлектора, вскрытой скважинами № 102Р, 107Р, 101Р, 103Р и 110Р.

Тип залежи – литологически экранированная.

Размер залежи 4,7 × 3,0 км, высота залежи – 1,2 м.

По строению пласт характеризуется как глинистое тело с включениями песчаных пропластков, вероятно линз, пока вскрыта одна из них.

Особенностями пласта являются:

- небольшая нефтенасыщенная толщина пласта – 1,2 м;
- крайне низкая проницаемость – 0,004 мкм^2;
- не изученность границ залежи.

Залежь пласта $БС_8^1$

Залежь выявлена одной скважиной № 106Р, вскрывшей чисто нефтяную зону. Продуктивность залежи подтверждена результатами испытаний.

При испытании скважины в интервале глубин с абсолютными отметками – 2524,4–2535,4 м, получена нефть с водой. Дебит нефти – 1,2 м^3/сут., воды – 44,8 м^3/сут., при СДУ – 1090 м.

Структурные построения выполнены по данным бурения и результатам сейсморазведочных работ.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора вскрыта на абсолютной отметке – 2524,4 м, подошва последнего нефтенасыщенного пропластка на абсолютной отметке – 2534,8 м. В скважине коллектор представлен 5-ю нефтенасыщенными пропластками, мощностью от 0,6 до 2,2 м, с максимумами альфа ПС: 0,35–0,64, сопротивление в нефтенасыщенной части: 10–12 Ом · м.

Залежь ограничена: с севера, востока и юга – изогипсой условного ВНК, с запада – зоной неколлектора, вскрытой скважиной № 103Р.

ВНК принят условно на абсолютной отметке – 2534,8 м (по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка).

Тип залежи – пластово-сводовая, литологически экранированная.

Размер залежи 5,0 × 3,2 км, высота – 14,8 м.

По строению пласт характеризуется как песчаное тело с включениями непроницаемых интервалов.

Особенности строения пласта:

- крайне низкая продуктивность пласта;
- не изученность границ залежи;
- удалённость от основных объектов разработки.

Залежь пласта Ач$_3$

Залежь в районе скважины № 102Р выявлена двумя скважинами № 102Р и 1532, вскрывшими чисто нефтяную зону. Продуктивность залежи подтверждена результатами испытаний.

При испытании скважины № 102Р в интервале глубин с абсолютными отметками – 2728,9–2733,9 м получен приток нефти дебитом 2,8 м^3/сут., при СДУ – 999 м. При испытании скважин №№ 202Р (абс. отм. 2779,4-2805,4 м), 205Р (абс. отм. 2764,7–2784,7 м) и 111Р (абс. отм. 2741,6–2825,6 м) получены притоки воды дебитами 4, 12 и 31 м3/сут. соответственно. При испытании скважины № 116Р из интервала глубин с абсолютными отметками – 2714,2-2724,2 м притока не получено.

Структурные построения выполнены по данным бурения и результатам сейсморазведочных работ.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора вскрыта на глубинах с абсолютными отметками – 2728,9 м (скважина № 102Р) и – 2735,3 м (скважина № 1532Р). Абсолютная отметка залегания подошвы последнего нефтенасыщенного пропластка – 2735,9 м (скважина № 1532Р). Пласт выделяется на кривых ПС, ИК, ГК и БК. В скважине № 102Р коллектору соответствуют 2 максимума альфа ПС: 0.40, 0.73. Сопротивление в нефтенасыщенной части: 6,5 и 9,8 Ом · м.

Залежь ограничена: с запада и востока – изогипсой условного ВНК, с севера и юга – зоной неколлектора, вскрытой скважинами № 109Р, 1402Р, 116Р и 14585Р.

ВНК принят на отметке – 2735,9 м (по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине № 1532Р).

Тип залежи – пластово-сводовая, литологически экранированная.

Размер залежи 3,3 × 4,5 км, высота – 35,9 м.

По строению пласт характеризуется как глинистое тело с включениями проницаемых пропластков.

Особенности пласта:

- небольшая нефтенасыщенная толщина – 1,8 м;
- крайне низкая проницаемость – 0,001 мкм^2;
- низкая нефтенасыщенность – 0,5.

Залежь пласта Ач$_4$

Залежь вскрыта пятью скважинами № 102Р, 116Р, 1402Р, 1532Р и 1585Р, две из которых (скважины № 102Р и 116Р) вскрыли чисто нефтяную зону. Продуктивность залежи подтверждена испытанием скважин № 102Р и 116Р.

При испытании скважины № 102Р в интервале глубин с абсолютными отметками 2762,9- 2778,9 м получен приток нефти дебитом 5,5 м^3/сут., СДУ – 1196,0 м. В скважине № 116Р при испытании интервала с абсолютными отметками 2751,2–2769,2 м получен приток нефти – 2,7 м^3/сут., СДУ – 1200,5 м.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора вскрыта на глубинах с абсолютными отметками от – 2745,7 м (скважина № 102Р) до – 2758,8 м (скважина № 1585Р). Абсолютная отметка залегания подошвы последнего нефтенасыщенного пропластка – 2779,6 м (скважина № 1585Р). Водонасыщенный коллектор вскрыт с абсолютных отметок – 2770,2 м (скважина № 104Р) и – 2802,0 м (скважина № 1230Р). Пласт выделяется на кривых ПС, ИК, ГК и БК.

Залежь ограничена: с запада, севера, востока – изогипсой ВНК, на севере контролируется скважиной № 109Р, вскрывшей водонасыщенный с кровли коллектор на отметке – 2783,2 м, с юга – зоной неколлектора, вскрытой скважинами: № 1350Р, 110Р и 103Р.

Среднее значение ВНК принято на отметке – 2778,0 м, для обоснования были привлечены данные бурения и результаты исследования скважин, вскрывших водонефтяную зону.

Тип залежи – пластово-сводовая, частично литологически экранированная.

Размер залежи 7,7 × 7,1 км, высота – 78 м.

По строению пласт характеризуется как глинистое тело с частым чередованием неравномерно распределённых по площади песчаных линз.

Особенности строения пласта:

- общая и эффективная толщина не выдержаны, в среднем равны соответственно 26,7 м и 9,7 м;
- нефтенасыщенная толщина в среднем по 5 скважинам равна 9,1 м.
- пласт сильно расчленён (расчленённость в среднем равна 8,3);
- средняя толщина проницаемого пропластка 1,2 м, непроницаемого – 2,1 м;
- коэффициент песчанистости – 0,36;
- проницаемость пласта крайне низкая, в среднем равна 0,003 мкм^2;
- нефтенасыщенность низкая, в среднем – 0,54.

Залежи пласта $ЮС_0$

Залежь пласта $ЮС_0$ вскрыта 11 разведочными и одной эксплуатационной скважиной. Все скважины вскрыли чисто нефтяную зону.

При испытании скважин № 101Р, 102Р, 103Р, 104Р, 106Р, 109Р, 110Р и 115Р получены безводные притоки нефти дебитами от 0,6 (скважина № 109Р) до 6,0 м^3/сут. (скважина № 103).

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора вскрыта на глубинах с абсолютными отметками от – 2800,6 м (скважина № 106Р) до – 2908,0 м (скважина № 109Р). Абсолютная отметка залегания подошвы последнего нефтенасыщенного пропластка – 2935,0 м (скважина № 103Р).

Залежь ограничена с севера и запада зоной неколлектора, южная и восточная границы находятся за пределами лицензионного участка.

Тип залежи – литологически экранированная.

Размеры залежи в границах Тянского лицензионного участка 21,5 × 11,0 км.

По строению пласт характеризуется как глинистое тело с включениями песчаных линз.

Для пласта характерно:

- нефтенасыщенные толщины увеличиваются с северо-запада на юго-восток: от 2,6 (скважина № 1532) до 15,4 м (скважина № 106Р);
- общая толщина пласта в среднем равна 74 м (с запада на восток общая толщина увеличивается от 48,9 до 121,4 м);
- коэффициент песчанистости в среднем равен 0,14 (изменяется от 0,05 до 0,5);
- нефтенасыщенность в среднем равна 0,69.

Залежи пласта $ЮС_2$

Залежь в районе скважины № 202 выявлена одной скважиной, пробуренной в водонефтяной зоне.

При испытании в скважине интервала глубин с абсолютными отметками 2906,4–2917,4 м получен приток нефти с водой ($Q_н$ = 0,5 м^3/сут., $Q_в$ = 4,5 м^3/сут., СДУ – 1335,5 м).

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора в скважине залегает на абсолютной отметке – 2908,4 м. Подошва последнего нефтенасыщенного коллектора на – 2911,2 м. Абсолютная отметка кровли водонасыщенного коллектора в скважине № 202Р – 2911,8 м.

Эффективная толщина составила 5 м, нефтенасыщенная – 2 м.

Залежь ограничена: с запада – зоной неколлектора, вскрытой скважиной № 200Р, на севере, востоке, юге – изогипсой ВНК, контролируется на севере скважиной № 222Р, вскрывшей водонасыщенный с кровли пласт на а.о. – 2919,8 м.

ВНК принят на отметке – 2911,8 м (кровля водонасыщенного коллектора скважины № 202Р).

Тип залежи – пластово-сводовая, литологически экранированная.

Размеры залежи 6,3 × 2,8 км, высота залежи – 26,8 м.

Залежь в районе скважины № 205. Залежь выявлена одной скважиной, вскрывшей чисто нефтяную зону. Продуктивность залежи подтверждена результатами испытаний.

При испытании скважины № 205Р в интервале глубин с абсолютными отметками – 2931,6 ÷ – 2934,6 м получен приток нефти 1,4 м^3/сут., при СДУ – 1274,5 м.

По материалам ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора вскрыта на абсолютной отметке – 2931,8 м. Кровля последнего нефтенасыщенного пропластка залегает на глубине с абсолютной отметкой – 2934,2 м.

При доразведке месторождения в пределах залежи пробурена скважина № 1350Р, вскрывшая кровлю водонасыщенного коллектора на отметке – 2934,4 м. В непосредственной близости от границ залежи пробурена скважина № 1252Р, вскрывшая водонасыщенный коллектор с отметкой – 2956,4 м. Учёт данных бурения этих скважин изменил границы залежи.

ВНК условно принят на отметке – 2934,2 м (подошва нижнего нефтенасыщенного прослоя в скважине № 205Р).

Тип залежи – пластово-сводовая.

Размеры залежи 1,6 × 1,1 км, высота залежи – 2,4 м.

По строению пласт характеризуется как глинистое тело с включениями песчаных линз.

Для пласта характерно:

- небольшая нефтенасыщенная толщина (в среднем по двум скважинам равна 2 м);
- общая толщина пласта в среднем равна 20 м (толщина изменяется от 11,6 до 31,8 м);
- расчленённость пласта в среднем равна 3,6 (количество проницаемых пропластков изменяется от 2 до 5, коэффициент вариации 0,378);
- средняя толщина проницаемого пропластка равна 1,4 м (изменяется от 0,4 до 7,4 м);
- средняя толщина непроницаемого пропластка – 3,4 м (изменяется от 0,4 до 13,2 м);
- коэффициент песчанистости в среднем равен 0,24;
- проницаемость крайне низкая (в среднем равна 0,005 мкм^2);
- проницаемость пропластков изменяется в основном от 0,001 мкм^2 до 0,01 мкм^2;
- нефтенасыщенность низкая, в среднем равна 0,56.

Залежь пласта АС$_7$

В пределах месторождения выявлена одна нефтяная залежь в районе скважины № 202Р. Скважина вскрыла чисто-нефтяную зону.

Продуктивность залежи подтверждена результатами испытаний.

В результате испытаний интервала глубин с абсолютными отметками 2169,5–2172,5 м получен приток нефти – 5,4 м^3/сут. при СДУ – 12765,4 мм.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора вскрыта на глубине с абсолютной отметкой – 2167,2 м. Абсолютная отметка залегания подошвы последнего нефтенасыщенного пропластка – 2169,8 м. Пласт чётко выделяется на кривых ПС, ИК, ГК и БК. Коллектору в скважине соответствуют по 2 максимума альфа ПС: 0,45 и 0,63. Сопротивление в нефтенасыщенной части: 8,8 и 9,8 Ом · м.

Залежь ограничена изогипсой условного ВНК.

ВНК залежи проведен по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка на глубине с абсолютной отметкой – 2169,8 м.

Тип залежи – пластово-сводовая.

Размер залежи 1,75 × 1,35 км, высота – 9,2 м.

Общая толщина пласта в пределах залежи равна 3,2 м.

Нефтенасыщенная толщина составляет 2,2 м.

Расчленённость пласта в пределах залежи равна 2. В границах утверждённого контура нефтеносности пробурено 4 транзитные скважины на пласт АС9. По данным ГИС во всех скважинах пласт водонасыщен. Опробование пласта не проводилось.

Таким образом, до испытания пласта в транзитных скважинах границы и размеры залежи следует рассматривать условно. Вероятно, границы залежи распространяются не далее 500 м от скважины № 202Р.

Перспективы нефтегазоносности

Месторождение открыто в 1985 году. Промышленная эксплуатация месторождения начата в 1995 году.

В соответствии с технологической схемой разрабатываются объекты – $АС_9$ и $АС_{10}$.

Объект $АС_9$

Действующих добывающих скважин – 340 (94 % от эксплуатируемых добывающих), из них с помощью (ШГН) эксплуатируется 72 скважин, они расположены, в основном, в краевой зоне и в первых рядах центральной части залежи, электроцентробежный насос (ЭЦН) эксплуатируется 268 скважин, которые вырабатывают центральную часть залежи. Действующих нагнетательных скважин – 163 (91 % от переведённых под закачку). В бездействующем добывающем фонде числится 22 скважин (6 % от эксплуатационного фонда добывающих скважин). 12 скважин бездействующего фонда до остановки характеризовались низкими дебитами нефти (7 скважин с дебитами 0,1–0,5 тонн/сут., 5 – с дебитами 1–2 тонн/сут.) это связано с низкими коллекторскими свойствами пласта в данном районе, есть также скважины с высокой обводненностью продукции (5 скважин с обводнённостью 85–95 % и 7 скважин с обводнённостью 98–99 %), в трёх совместных скважинах обводнён нижний пласт. По причине отсутствия притока жидкости остановлены 3 скважины, по техническим причинам – 2, в ожидании ГРП – 2. Все бездействующие скважины находятся в краевой части залежи и в стягивающих рядах.

В бездействующем нагнетательном фонде числится 16 скважин. Из них 6 скважин остановлены по ограничению закачки, 3 скважины находятся в ожидании капитального ремонта, на трёх скважинах нет приёмистости – это связано с плохими фильтрационными свойствами пласта и его низкой мощности, 4 скважины находятся в ожидании ликвидации по причине смещения эксплуатационной колонны (скважины № 1153, 1297, 1217 и 3201). В нагнетательном фонде числится две ликвидированные скважины. По сравнению с начальными показателями разработки, текущие дебиты скважин по нефти и жидкости выросли, в среднем соответственно с 10 до 24 тонн/сут. и с 12 до 43 тонн/сут. В 2018 году рост среднего дебита по нефти прекратился. В 2018–2020 гг. средний дебит по нефти стабилизировался на уровне 21 тонн/сут. Для поддержание стабильной добычи нефти, смена режима с менее на более производительный, выполнялась 2–4 раза. В динамике, изменение дебитов по каждой скважине показано на картах в графических приложениях. По мере роста обводнённости эффективность увеличения дебита жидкости снижается от 0,85 тонн/тонн при обводнённости менее 10 % до 0,08 тонн/тонн при обводнённости более 95 %. Многофакторный анализ причин малодебитности скважин показывает, что основными причинами работы скважин с дебитами менее 2,5 тонн/сут. являются заглинизированность или насыщенность водой нижней части разреза, что приводит к низкой продуктивности и ускоренному росту обводнённости скважин.

Объект $АС_{10}$

На 01.01.2025 г. в эксплуатационном фонде пласта $АС_{10}$ числится 330 скважины, в том числе добывающих – 222, из них действующих – 218, нагнетательных – 100, в том числе нагнетательных в отработке – 10, под закачкой – 90, в освоении – 1, в бездействии – 2. Действующих добывающих скважин – 218 (9 % от всех эксплуатируемых добывающих скважин), из них с помощью ШСН эксплуатируется 28 скважин, они расположены в северо-восточной части Мурьяунской площади, а так же часть скважин находится в приконтурной зоне. ЭЦН эксплуатируется 184 скважины, которые вырабатывают центральную часть залежи. Действующих нагнетательных скважин – 100 (98 % от переведённых под нагнетание скважин). В бездействующем добывающем фонде числится 16 скважин (6 % от эксплуатационного фонда добывающих скважин), все они до остановки характеризовались малыми дебитами (0,2–2,0 тонн/сут.) и высокой обводнённостью (75–99 %). Бездействующие скважины находятся большей частью на периферии залежи, четыре скважины расположены в районе центрального прогиба Мурьяунской площади.

В бездействующем нагнетательном фонде числится 2 скважины. Скважины остановлены по технической и технологической причинам. По сравнению с начальными текущие дебиты скважин по нефти и жидкости выросли в среднем соответственно с 22 до 29 тонн/сут. и с 34 до 134 тонн/сут. С 2018 года средний дебит по нефти стабилизировался на уровне 25–26 тонн/сут.

Многофакторный анализ причин низкодебитности скважин показывает, что основными причинами работы скважин с дебитами нефти менее 5 тонн/сут. являются:

- геологические причины: значительная доля водонасыщенной толщины в разрезе скважин, маленькие толщи, (или их отсутствие) глинистого раздела между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта.
- технологические причины: выработка запасов и обводнение нагнетаемой водой скважин первых рядов.

В совместной эксплуатации пластов $АС_9$ и $АС_{10}$ находятся 62 скважины, из них 58 скважин добывающего фонда и 4 – нагнетательного. Действующий добывающий фонд составляет 36 скважин (эксплуатируются ШСН – 10, они расположены на периферии южной части Турынской площади, ЭЦН – 26), бездействующий фонд – 3 скважины, контрольных – 13, ликвидированных – 6. В нагнетательном фонде числятся 4 скважины, находящиеся в отработке на нефть.

Литература

1. Жарикова Н.Х. Анализ проведения геолого-технических мероприятий на Береговом нефтегазоконденсатном месторождении / Н.Х. Жарикова, Л.Г. Кусова, И.Д. Лаптинова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 310–324.
2. Жарикова Н.Х. Анализ геологического строения отложений баженовской свиты Снежного нефтяного месторождения / Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 1. – С. 171–180.
3. Создание комплексной геолого-технической модели для повышения эффективности разработки III эксплуатационного объекта нефтегазоконденсатного месторождения / Н.Х. Жарикова [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 2. – С. 274–299.
4. Эффективность применения геолого-технических мероприятий при разработке месторождений / М.В. Муравлева [и др.] // Research. Engineering. Extreme. 2021: материалы Международной научно-практической конференции (03 июня 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2021. – С. 175–181.
5. Новожилов Е.Г. Характеристика состояния разработки Мурьяунского месторождения // Инструменты и механизмы современного инновационного развития: Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции (13 октября 2018 года, г. Уфа). – Уфа : ООО «Агентство международных исследований», 2018. – С. 14–16.
6. Новожилов Е.Г. Состояние разработки объекта $АС_{9-10}$ Мурьяунского месторождения // Инструменты и механизмы современного инновационного развития: Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции (13 октября 2018 года, г. Уфа). – Уфа : ООО «Агентство международных исследований», 2018. – С. 16–18.
7. Полиенков В.В. Сравнение проектных и фактических показателей разработки Мурьяунского месторождения // Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А.П. Телкова и А.Н. Лапердина: материалы национальной научно-технической конференции (05 декабря 2019 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 106–107.
8. Савенок О.В. Анализ проблем снижения продуктивности скважин в процессе их эксплуатации на Ай-Пимском месторождении / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: тезисы докладов (15–16 ноября 2022 года, г. Санкт- Петербург). – СПб. : Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – 109 с.
9. Савенок О.В. Добыча углеводородного сырья в условиях диверсификации мировых энергетических систем / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Инновационные технологии в производстве строительных материалов и конструкций: Сборник научных трудов Международного симпозиума (27–28 ноября 2020 года, г. Ташкент). – Ташкент : Ташкентский архитектурно-строительный институт, 2020. – С. 306–316.
10. Савенок О.В. Анализ применения геолого-технических мероприятий на Ахтынском нефтяном месторождении / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 281–289.
11. Савенок О.В. Анализ причин снижения нефтеотдачи на Западно-Хоседаюском месторождении и рекомендации для внедрения геолого-технических мероприятий / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 290–298.

12. Савенок О.В. Анализ технико-экономической эффективности вариантов разработки Мичаюского месторождения / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 299–310.
13. Сафиуллина Е.У. Выбор экономически целесообразного и технологически оптимального сценария разработки группы месторождений Денисовской площади / Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Прорывные технологии в разведке, разработке и добыче углеводородного сырья: тезисы докладов (15–16 ноября 2022 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – 116 с.
14. Семёнов М.С. Эксплуатация осложнённого фонда скважин на Мурьяунском месторождении // Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири: Сборник тезисов VI региональной молодёжной конференции имени В.И. Шпильмана (28–29 марта 2018 года, г. Ханты-Мансийск). – Ханты-Мансийск : ООО «Югорский формат», 2018. – С. 20–23.
15. Федин В.Д. Литологические особенности залежи Мурьяунского месторождения и их формирование / В.Д. Федин, А.Е. Воробьёв, А.С. Каукенова // Современные проблемы механики, энергоэффективность сооружений и ресурсосберегающие технологии: Сборник трудов научной школы – семинара молодых учёных и студентов с Международным участием (15–17 сентября 2015 года, г. Москва). – М. : Российский университет дружбы народов, 2015. – С. 18–24.
16. Мероприятие по воздействию на призабойную зону пласта АС10 Мурьяунского месторождения / Р.Н. Халимов [и др.] // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015: Сборник трудов Международной научно-технической конференции (13 марта 2015 года, г. Октябрьский) : в 2 т. – Уфа : Издательство «Аркаим», 2015. – Т. 1. – С. 255–264.
17. Шиян С.И. Геолого-промысловое и технико-экономическое обоснование вариантов разработки Латыповского нефтяного месторождения / С.И. Шиян, А.А. Слепцов, Л.Г. Кусова // Научный потенциал вуза – производству и образованию: Сборник статей по материалам III Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (04–05 декабря 2020 года, г. Армавир). – Армавир : ООО «Редакция газеты «Армавирский собеседник»», 2021. – С. 147–157.
18. Шиян С.И. Технико-экономический анализ проектных решений по разработке Латыповского нефтяного месторождения / С.И. Шиян, П.А. Суховерова, Л.Г. Кусова // Научный потенциал вуза – производству и образованию: Сборник статей по материалам III Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (04–05 декабря 2020 года, г. Армавир). – Армавир : ООО «Редакция газеты «Армавирский собеседник»», 2021. – С. 177–186.

References

1. Zharikova N.Kh. Analysis of geological and technical measures at the Beregovoye oil and gas condensate field / N.Kh. Zharikova, L.G. Kusova, I.D. Laptinova // Science. Engineering. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2022. – № 4. – P. 310–324.
2. Zharikova N.Kh. Analysis of the geological structure of the Bazhenov Formation deposits of the Snezhnoye oil field / N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok, L.G. Kusova // Science. Engineering. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2023. – № 1. – P. 171–180.
3. Creation of a comprehensive geological and technical model to improve the efficiency of development of the third operational facility of an oil and gas condensate field / N.Kh. Zharikova [et al.] // Science. Technology. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2025. – № 2. – P. 274–299.
4. Efficiency of applying geological and technical measures in field development / M.V. Muravleva [et al.] // Research. Engineering. Extreme. 2021: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference (June 3, 2021, Krasnodar). – Krasnodar : JSC «Izdatelsky Dom – Yug», 2021. – P. 175–181.
5. Novozhilov E.G. Characteristics of the state of development of the Muryaunskoye field // Tools and mechanisms of modern innovative development: Collection of articles based on the results of the International Scientific and Practical Conference (October 13, 2018, Ufa). – Ufa : OOO Agency for International Research, 2018. – P. 14–16.
6. Novozhilov E.G. Development status of the $AC_{9–10}$ Muryaunskoye field facility // Tools and mechanisms of modern innovative development: Collection of articles based on the results of the International scientific and practical conference (October 13, 2018, Ufa). – Ufa : LLC «Agency for International Research», 2018. – P. 16–18.
7. Polienkov V.V. Comparison of design and actual development indicators of the Muryaunskoye field // Solving applied problems of oil and gas production based on the classical works of

A.P. Telkov and A.N. Laperdin: Proceedings of the national scientific and technical conference (December 5, 2019, Tyumen). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2021. – P. 106–107.
8. Savenok O.V. Analysis of the problems of reducing well productivity during their operation at the Ai-Pimskoye field / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Breakthrough technologies in exploration, development and production of hydrocarbon raw materials: abstracts of reports (November 15–16, 2022, St. Petersburg). – SPb. : St. Petersburg Mining University, 2022. – 109 p.
9. Savenok O.V. Production of hydrocarbon raw materials in the context of diversification of world energy systems / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Innovative technologies in the production of building materials and structures: Collection of scientific papers of the International symposium (November 27–28, 2020, Tashkent). – Tashkent : Tashkent Institute of Architecture and Civil Engineering, 2020. – P. 306–316.
10. Savenok O.V. Analysis of the application of geological and technical measures at the Akhtynskoye oil field / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Bulatovskie chteniya. – 2022. – Vol. 1. – P. 281–289.
11. Savenok O.V. Analysis of the reasons for the decline in oil recovery at the Zapadno-Khosedayuskoye field and recommendations for the implementation of geological and technical measures / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Bulatovskie chteniya. – 2022. – Vol. 1. – P. 290–298.
12. Savenok O.V. Analysis of the technical and economic efficiency of development options for the Michayuskoye field / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Bulatov readings. – 2022. – Vol. 1. – P. 299–310.
13. Safiullina E.U. Selection of an Economically Feasible and Technologically Optimal Scenario for the Development of a Group of Fields in the Denisovskaya Area / E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Breakthrough Technologies in Exploration, Development, and Production of Hydrocarbon Raw Materials: Abstracts of Reports (November 15–16, 2022, St. Petersburg). – SPb. : St. Petersburg Mining University, 2022. – 116 p.
14. Semenov M.S. Operation of a Complicated Well Stock at the Muryaunskoye Field // Problems of Rational Nature Management and the History of Geological Prospecting in Western Siberia: Collection of Abstracts of the VI Regional Youth Conference named after V.I. Shpilman (March 28–29, 2018, Khanty-Mansiysk). – Khanty-Mansiysk : LLC Yugorsky Format, 2018. – P. 20–23.
15. Fedin V.D. Lithological features of the Muryaunskoye field deposit and their formation / V.D. Fedin, A.E. Vorobyov, A.S. Kaukenova // Modern problems of mechanics, energy efficiency of structures and resource-saving technologies: Collection of works of the scientific school – seminar of young scientists and students with international participation (September 15-17, 2015, Moscow). – M. : Peoples' Friendship University of Russia, 2015. – P. 18–24.
16. Measure to influence the bottomhole zone of the AC10 formation of the Muryaunskoye field / R.N. Khalimov [et al.] // Modern technologies in the oil and gas industry – 2015: Collection of works of the International scientific and technical conference (March 13, 2015, Oktyabrsky) : in 2 vol. – Ufa : Arkaim Publishing House, 2015. – Vol. 1. – P. 255–264.
17. Shiyan S.I. Geological, field and feasibility study of development options for the Latypovskoye oil field / S.I. Shiyan, A.A. Sleptsov, L.G. Kusova // Scientific potential of the university – for production and education: Collection of articles based on the materials of the III International scientific and practical conference dedicated to the 75th anniversary of the Victory of the Soviet people in the Great Patriotic War of 1941–1945 (December 4–5, 2020, Armavir). – Armavir : LLC «Editorial Office of the newspaper «Armavirsky Sobesednik»», 2021. – P. 147–157.
18. Shiyan S.I. Technical and economic analysis of design solutions for the development of the Latypovskoye oil field / S.I. Shiyan, P.A. Sukhoverova, L.G. Kusova // Scientific potential of the university – for production and education: Collection of articles based on the materials of the III International scientific and practical conference dedicated to the 75th anniversary of the Victory of the Soviet people in the Great Patriotic War of 1941–1945 (December 4–5, 2020, Armavir). – Armavir : Editorial office of the Armavirsky Sobesednik newspaper, LLC, 2021. – P. 177–186.