

ISSN 1999-4125 (Print)

ISSN 2949-0642 (Online)

**ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА, МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР
MINING AND OIL AND GAS FIELD GEOLOGY, GEOPHYSICS,
SURVEYING AND SUBSURFACE GEOMETRY**

Научная статья

УДК 622.276

DOI: 10.26730/1999-4125-2026-3-89-99

**ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ
ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХАНКАЛА ГРОЗНЕНСКОГО НЕФТЯНОГО РАЙОНА**

Халадов Абдулла Ширваниевич

Грозненский государственный нефтяной технический университет имени академика М.Д.
Миллионщикова

* для корреспонденции: haladov_a_sh@mail.ru

Аннотация.

В условиях поздней стадии разработки мезозойских залежей Грозненского нефтяного района, где преобладают высокотемпературные карбонатные коллекторы с трещинно-кавернозной структурой, особую значимость приобретает комплексный анализ технологических и экономических показателей вариантов освоения и интенсификации добычи нефти. Настоящая работа посвящена обобщению результатов исследований скважин и пластов на месторождении Ханкала как типичного представителя Грозненского нефтяного района, с учетом особенностей упруговодонапорного режима, снижения пластового давления и повышения обводненности. В статье детально анализируются геолого-физические характеристики верхнемеловой залежи месторождения Ханкала, включая глубину залегания (от 5213 до 5574 м), начальное пластовое давление (78,5 МПа при коэффициенте аномальности 1,5), пластовую температуру (+180° С), плотность нефти (0,793 г/см³), вязкость нефти в пластовых условиях (0,16–0,186 мПа·с) и газовый фактор (908 м³/т). Особое внимание уделено физико-химическим свойствам нефти (повышенное содержание парафинов до 9,5%, низкая концентрация смол и асфальтенов до 1,5%) и их влиянию на процессы добычи. Рассматриваются методы физико-химического воздействия на призабойную зону пласта, включая глино-кислотные и эмульсионные обработки, а также оценка капитальных и операционных затрат для сравнения базового варианта на естественном режиме с вариантом поддержания давления закачкой воды. Методическая основа включает анализ производственного опыта, термодинамические исследования и моделирование сценариев разработки. Полученные результаты демонстрируют преимущество второго варианта, обеспечивающего коэффициент нефтеотдачи до 0,5 при сокращении срока эксплуатации на два года, с учетом термостабильности реагентов при температурах 140–180°С. Проводится сравнительный анализ двух вариантов разработки залежи: базовый вариант – эксплуатация на естественном режиме фильтрации и альтернативный вариант – поддержание пластового давления за счет закачки воды в пласт. Полученные результаты демонстрируют преимущество альтернативного варианта



Информация о статье

Поступила:

24 марта 2026 г.

Одобрена после

рецензирования:

15 июня 2026 г.

Принята к публикации:

01 июля 2026 г.

Ключевые слова:

высокотемпературный
коллектор, карбонатные
залежи, призабойная зона
пласта, коэффициент
нефтеотдачи,
интенсификация добычи,
Грозненский нефтяной район

разработки: коэффициент нефтеотдачи повышается до 0,5; срок эксплуатации залежи сокращается на два года; стабилизируется пластовое давление, что позволяет поддерживать фонтанный режим добычи при обводненности до 50%; снижается риск осложнений, связанных с асфальтеносмолоотложениями и коррозией. На основе анализа динамики разработки верхнемеловой залежи (суммарная добыча нефти на 01.01.2003 г. – 1510,94 тыс. т, коэффициент нефтеотдачи 0,422, текущая обводненность 1,6%) сформулированы рекомендации по оптимизации системы заводнения. Показано, что своевременный переход к поддержанию пластового давления позволяет компенсировать снижение природной энергии залежи и обеспечить максимальную полноту извлечения запасов. Результаты исследования имеют практическую значимость для других месторождений Грозненского нефтяного района с аналогичными геологическими и термобарическими условиями. Предложенные подходы к управлению разработкой могут быть экстраполированы на объекты с высокотемпературными карбонатными коллекторами, трещинной структурой и высокой газонасыщенностью нефти.

Для цитирования: Халадов А.Ш. Геолого-технологические показатели вариантов разработки высокотемпературных карбонатных коллекторов на примере месторождения Ханкала Грозненского нефтяного района // Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2026. № 3 (175). С. 89-99. DOI: 10.26730/1999-4125-2026-3-89-99, EDN: UGKBKQ

Введение

В настоящее время разработка нефтяных месторождений Грозненского нефтяного района, где преобладают мезозойские залежи с высокотемпературными карбонатными коллекторами, сталкивается с рядом сложностей, связанных с поздней стадией эксплуатации. Эти залежи, залегающие на глубинах свыше пяти тысяч метров при температурах пласта от 140 до 180°C и аномально высоком начальном давлении, характеризуются трещинно-кавернозной структурой, что приводит к неравномерному вытеснению нефти и раннему обводнению скважин. Исследования скважин и продуктивных пластов, осуществляемые с целью формирования достоверной и всесторонней информационной базы об объекте разработки, фильтрационно-емкостных свойствах коллектора, условиях формирования и величине притока пластовых флюидов, а также о закономерностях изменения состояния пласта в процессе его истощения, занимают центральное место в системе научно обоснованной организации добычи нефти. Получаемые при этом сведения являются необходимыми не только для обоснования рациональных способов разработки месторождения и выбора технических средств механизированного подъема продукции из скважин, но и для определения оптимальных режимов их эксплуатации, обеспечивающих минимизацию энергетических и экономических затрат при достижении предельно возможных значений коэффициента нефтеизвлечения.

В процессе вовлечения запасов в промышленную разработку гидродинамические

и термобарические условия в нефтяной залежи и скважинном пространстве претерпевают существенную трансформацию, проявляющуюся в повышении обводненности добываемой продукции, снижении пластового давления, изменении газового фактора и других параметров, оказывающих непосредственное влияние на эффективность эксплуатации. Указанные изменения обуславливают необходимость непрерывного накопления, анализа и актуализации данных о состоянии скважин и пласта. Полнота и достоверность данной информации в решающей степени определяют корректность принимаемых инженерных решений при планировании и реализации геолого-технических мероприятий, направленных на интенсификацию добычи и повышение степени извлечения углеводородного сырья.

Изучение характеристик нефтегазовых залежей начинается непосредственно после их открытия, при этом одной из приоритетных задач начального этапа исследований является получение исходных данных, необходимых для подсчета геологических и извлекаемых запасов нефти и газа. Для количественной оценки извлекаемых запасов, представляющих собой ту часть углеводородов, которая может быть извлечена из пласта при существующем уровне развития технологий нефтегазодобычи, требуется проведение комплекса специальных исследований, направленных на определение коэффициента нефтеотдачи пласта. Данный показатель является базовым интегральным критерием при итоговой оценке эффективности разработки месторождения.

При определении промышленной значимости залежи, наряду с величиной геологических и извлекаемых запасов, существенную роль играют физико-химические свойства нефти и газа, а также совокупность параметров пласта, определяющих потенциальную продуктивность скважин, включая эффективную мощность и проницаемость коллектора, вязкостные характеристики пластовых флюидов в термобарических условиях залегания и ряд других факторов.

Геолого-технические характеристики верхнемеловой залежи месторождения Ханкала

На примере месторождения Ханкала, типичного для Грозненского нефтяного района, где нефтедобыча развивалась с конца XIX века и первые промышленные скважины были пробурены в начале XX века, такие характеристики часто включают высокое пластовое давление и газонасыщенность. Целью настоящей работы является обобщение результатов исследований скважин и пластов на месторождении Ханкала с учетом особенностей упруговодонапорного режима, снижения пластового давления и повышении обводненности, а также разработка рекомендаций по оптимизации капитальных и операционных затрат для повышения эффективности добычи нефти из высокотемпературных карбонатных коллекторов [1, 2, 3].

Цель работы – обобщение результатов исследований скважин и пластов на месторождении Ханкала с учетом особенностей упруговодонапорного режима, снижения пластового давления и повышения обводненности, а также разработка рекомендаций по оптимизации капитальных и операционных затрат для повышения эффективности добычи нефти из высокотемпературных карбонатных коллекторов.

Промышленное освоение верхнемеловой залежи Ханкала было инициировано в 1982 году после получения притока нефти в поисковой скважине № 1. Формирование технологической схемы разработки осуществлено в 1989 году по результатам бурения пяти разведочных скважин (№ 1, 3, 4, 5, 7), вскрывших продуктивные интервалы в пределах установленного контура нефтеносности. Эксплуатация верхнемеловой залежи в настоящее время осуществляется преимущественно в условиях упруговодонапорного режима, сопровождающегося поступательным снижением пластового давления [3, 4].

Методы исследования и освоения скважин

В границах разведочной площади месторождения пробурены и находились в

процессе бурения четыре поисковые и девять разведочных скважин. Из числа поисковых скважин скважина № 11 переведена в консервацию, тогда как скважина № 15 ликвидирована по геологическим причинам. Из пяти скважин, вскрывших верхнемеловые отложения, в скважине № 5 при опробовании получен водяной приток с незначительным содержанием нефти, вследствие чего она отнесена к наблюдательному фонду. Скважины № 1, 3 и 4 находятся в консервации, при этом скважины № 1 и № 4 – после закачки воды; скважина № 7 эксплуатируется в добывающем режиме [15].

Среди обводненных скважин наибольший суммарный объем добычи нефти получен из скважины № 1 – 354,6 тыс. т, эта скважина первой была введена в промышленную эксплуатацию. Наиболее продолжительный период работы характерен для скважины № 7, суммарная добыча из которой составила 770,8 тыс. т нефти при текущей обводненности продукции 1,6%. Эксплуатация скважин № 1 и № 4 продолжалась до достижения обводненности 83–84,6%, тогда как в скважине № 3 максимальное содержание воды не превышало 21,4%; в 1982 году она была остановлена для проведения капитального ремонта и впоследствии переведена в режим консервации [16].

Начальные дебиты всех пробуренных скважин характеризуются близкими значениями и составляют порядка 200–205 т/сут. В скважине № 4 с момента ввода в эксплуатацию фиксировалась устойчивая обводненность на уровне 20–25%; при максимальном дебите нефти 147 т/сут суммарный дебит жидкости достигал 190 т/сут. Несмотря на выявленные ранее различия в коэффициентах продуктивности скважин, высокие фильтрационно-емкостные свойства коллектора и значительный энергетический потенциал залежи обеспечивали возможность эксплуатации при повышенных дебитах. В настоящее время из пяти скважин, вскрывших нефтяную залежь, в активной эксплуатации находится лишь скважина № 7, остальные характеризуются высокой степенью обводненности.

В скважине № 4 перфорацией вскрыт ограниченный интервал протяженностью 18 м в диапазоне абсолютных отметок –5311...–5329 м; с момента ввода в эксплуатацию в 1986 году она работала с водосодержанием 20,4%. Стабильный уровень обводненности сохранялся до 1990 года включительно, после чего отмечена его тенденция к повышению. На северном крыле залежи получение воды в 1985 году из скважины № 5 (интервал –5267...–5334...–5387 м) послужило основанием для принятия начального водонефтяного контакта на более высоких

абсолютных отметках – около –5330 м, тогда как на южном крыле он установлен на уровне –5450 м. По состоянию на 01.01.1986 года суммарная добыча нефти из залежи составила 338,9 тыс. т, что эквивалентно 19% начальных извлекаемых запасов [3, 6].

Скважина № 3 введена в эксплуатацию в 1985 году при начальной обводненности 0,2–0,3% и имеет открытый ствол протяженностью 191 м (–5200...–5391 м), вскрывающий продуктивные отложения на 27 м выше кровли верхнемеловых пород. На основании анализа динамики дебита жидкости и изменения водосодержания положение водонефтяного контакта оценивалось на 1985, 1988 и 1991 годы соответственно на абсолютных отметках –5390 м, –5309 м и выше –5368 м. Проведенные в 1987 году поствольные исследования показали, что фактический уровень водонефтяного раздела в скважине № 3 соответствует отметке –5391 м.

Всего в разные периоды эксплуатации участвовали шесть скважин, в том числе три добывающие (№ 3, 7, 11) и три нагнетательные (№ 1, 4, 5). Глубина залегания верхнемеловых отложений изменяется от 5213 м в центральной части залежи до 5574 м на ее периферии, глубина забоев скважин – от 5283 до 5976 м. Интервалы перфорации существенно варьируют и составляют от 192 м в скважине № 3 (5363–5555 м) до 18 м в скважине № 4 (5434–5453 м). Коллектор представлен трещиновато-карбонатными породами. Начальное пластовое давление характеризуется аномально высоким значением: $R_{пл\text{ нач}} = 78,5$ МПа на абсолютной отметке –5200 м, что соответствует коэффициенту АВПД = 1,5. Пластовая температура составляет +180 °C [3, 7, 17].

Нефть относится к категории легких, с плотностью 0,793 г/см³ и динамической вязкостью 0,16 мПа·с, отличается повышенным содержанием парафинов (до 9,5%) и низкой концентрацией смол и асфальтенов (до 1,5%). Газосодержание нефти высокое, средний газовый фактор достигает 908 м³/т, давление насыщения нефти газом составляет 32,5 МПа.

Все добывающие скважины эксплуатировались фонтанным способом на протяжении почти двух десятилетий. За указанный период пластовое давление существенно снизилось и к 2003 году практически приблизилось к давлению насыщения, достигнув 33,4 МПа (Таблица 1).

По состоянию на 01.01.2003 г. в эксплуатационном фонде числились две фонтанные скважины, обе находящиеся в бездействии; в нагнетательном фонде – одна скважина. В консервации находились три скважины, из которых одна эксплуатационная и две нагнетательные. Все скважины подлежат восстановлению и вовлечению в дальнейшую разработку.

Проектной документацией рассмотрены два варианта разработки залежи: базовый – при реализации естественного режима фильтрации, и альтернативный – с поддержанием пластового давления за счет закачки воды в пласт [5, 6, 17]. В рамках обоих вариантов предусматривается фонтанная эксплуатация одной добывающей скважины. К практической реализации рекомендован второй вариант, обеспечивающий поддержание пластового давления и позволяющий сократить расчетную продолжительность разработки залежи на два года.

Методы исследования скважин и пластов, применяемые на месторождении Ханкала, включают комплекс геофизических и гидродинамических измерений, направленных на получение информации об объекте разработки, включая условия и интенсивность притока флюидов в скважину, а также изменения, происходящие в пласте в процессе его эксплуатации [7, 8, 9, 10, 11, 12]. Комплекс промыслово-геофизических и технологических мероприятий, включающий систематические измерения дебита жидкости и мониторинг степени обводненности продукции, определение газового фактора, контроль устьевых и затрубных давлений, отбор проб нефти, воды и газа с последующим выполнением расширенного лабораторного анализа, а также наблюдение за

Таблица 1. Основные геолого-физические параметры верхнемеловой залежи месторождения Ханкала
Table 1. Main geological and physical parameters of the Upper Cretaceous deposit of the Khankala field

Параметр	Значение
Тип коллектора	Карбонатный, трещинный
Глубина залегания кровли, м	5213 – 5574
Начальное пластовое давление (на а.о. –5200 м), МПа	78,5
Коэффициент аномальности пластового давления	1,5
Пластовая температура, °C	180
Плотность нефти (в поверхностных условиях), г/см ³	0,793
Вязкость нефти (в пластовых условиях), мПа·с	0,16 – 0,186
Вязкость воды (в пластовых условиях), мПа·с	0,25
Газовый фактор, м ³ /т	908
Давление насыщения нефти газом, МПа	32,5

динамикой перемещения водонефтяного контакта с применением расчетных и контрольных методик оценки коэффициента извлечения нефти, реализуется с регламентированной периодичностью. Указанная периодичность обеспечивает своевременное уточнение текущих представлений о фильтрационно-гидродинамическом состоянии пласта и эксплуатационных параметрах скважин. Дополнительно проводятся исследования скважин методами неустановившихся режимов отбора, включающими регистрацию кривых восстановления давления, а также методами установившихся режимов фильтрации.

При эксплуатации скважин в условиях поддержания забойного давления выше давления насыщения нефти газом выполняется отбор глубинных проб пластовой нефти. Лабораторное изучение отобранных проб осуществляется с применением дифференциального метода и проводится поэтапно в интервалах давлений $P_{\text{заб}} - P_{\text{нас}}$ и при значениях $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ с последовательным снижением забойного давления вплоть до 0 кгс/см², что позволяет получить детальную характеристику фазового поведения пластового флюида.

Регламентированный контроль динамики дебитов скважин, включая оценку степени обводненности добываемой продукции и идентификацию источника поступающей воды, а также мониторинг буферных, затрубных и пластовых давлений, осуществляется специализированными производственными подразделениями АО «Грознефтегаз» в соответствии с утвержденными графиками, согласованными с ООО «НК «Роснефть» – НТЦ». Эти методы позволяют не только мониторить текущее состояние, но и прогнозировать изменения в пласте, что особенно важно для высокотемпературных карбонатных коллекторов, где осложнения, такие как асфальтено-смолоотложения и коррозия, могут существенно снизить эффективность эксплуатации [5, 13].

Технологические показатели вариантов разработки высокотемпературных карбонатных коллекторов служат основой для сравнения и выбора оптимального подхода, оценивая эффективность, экономичность и конечный результат каждого предлагаемого варианта. Для таких сложных объектов показатели делятся на несколько ключевых групп. Показатели конечной эффективности разработки оценивают итоговую отдачу от месторождения. Коэффициент извлечения нефти (КИН) является главным показателем, определяющим процент геологических запасов, который будет в конечном итоге извлечен. Для высокотемпературных карбонатов с их сложной

геологией разброс КИН между разными вариантами может быть очень значительным, например, 15% против 25%. Накопленная добыча нефти представляет собой абсолютное количество извлеченной нефти в миллионах тонн или баррелей. Добыча жидкости и обводненность продукции показывают, как быстро будет расти добыча воды. Для карбонатов с трещиноватостью и риском раннего прорыва воды по трещинам это критически важный параметр. Динамика добычи нефти отражается в графике изменения дебита во времени, где оценивается пиковый уровень добычи и возможность его стабилизации, продолжительность периода стабильной добычи, а также темпы падения добычи после выхода на пик.

Показатели темпов разработки и эффективности эксплуатации оценивают, как быстро и с какими затратами будет идти процесс. Проектный фонд скважин включает общее количество добывающих, нагнетательных и оценочных скважин. Дебиты скважин охватывают начальные дебиты после освоения и средние дебиты за период эксплуатации. Для высокотемпературных коллекторов важен учет технологических ограничений, таких как термостойкость оборудования. Темп бурения и ввода скважин в эксплуатацию показывает, как быстро будет создана проектная система разработки. Межремонтный период (МРП) скважин является критическим показателем, напрямую влияющим на затраты. Для высокотемпературных условий МРП из-за осложнений, включая асфальтено-смолистые отложения, коррозию и отложения солей, может быть низким, и варианты, увеличивающие МРП, имеют преимущество.

Выбор технологии воздействия на призабойную зону пласта в высокотемпературных карбонатных коллекторах месторождения Ханкала представлен на Рис. 1.

Показатели воздействия на пласт оценивают, насколько эффективно выбранный метод воздействия работает в данном месторождении. Коэффициент охвата воздействием определяет, какую часть объема пласта охватывает вытеснение. Приемистость нагнетательных скважин показывает, насколько эффективно можно закачивать агент в пласт для поддержания давления. Поддерживаемое пластовое давление отражает уровень, до которого поддерживается давление, и его влияние на добычу.

Экономическая оценка вариантов разработки высокотемпературных карбонатных коллекторов на месторождении Ханкала основана на сравнении капитальных и операционных затрат, что позволяет выявить оптимальный баланс между инвестициями и текущими расходами. Капитальные затраты представляют собой

инвестиции в создание активов, единовременные и крупные расходы, направленные на обеспечение будущей добычи. К ним относятся бурение скважин, строительство устьевых производственных насосных установок и инфраструктуры. Эти затраты капитализируются в балансе и постепенно списываются через амортизацию в течение срока их службы. Операционные затраты, напротив, являются постоянными и регулярными расходами, необходимыми для поддержания текущей добычи и эксплуатации созданных активов.

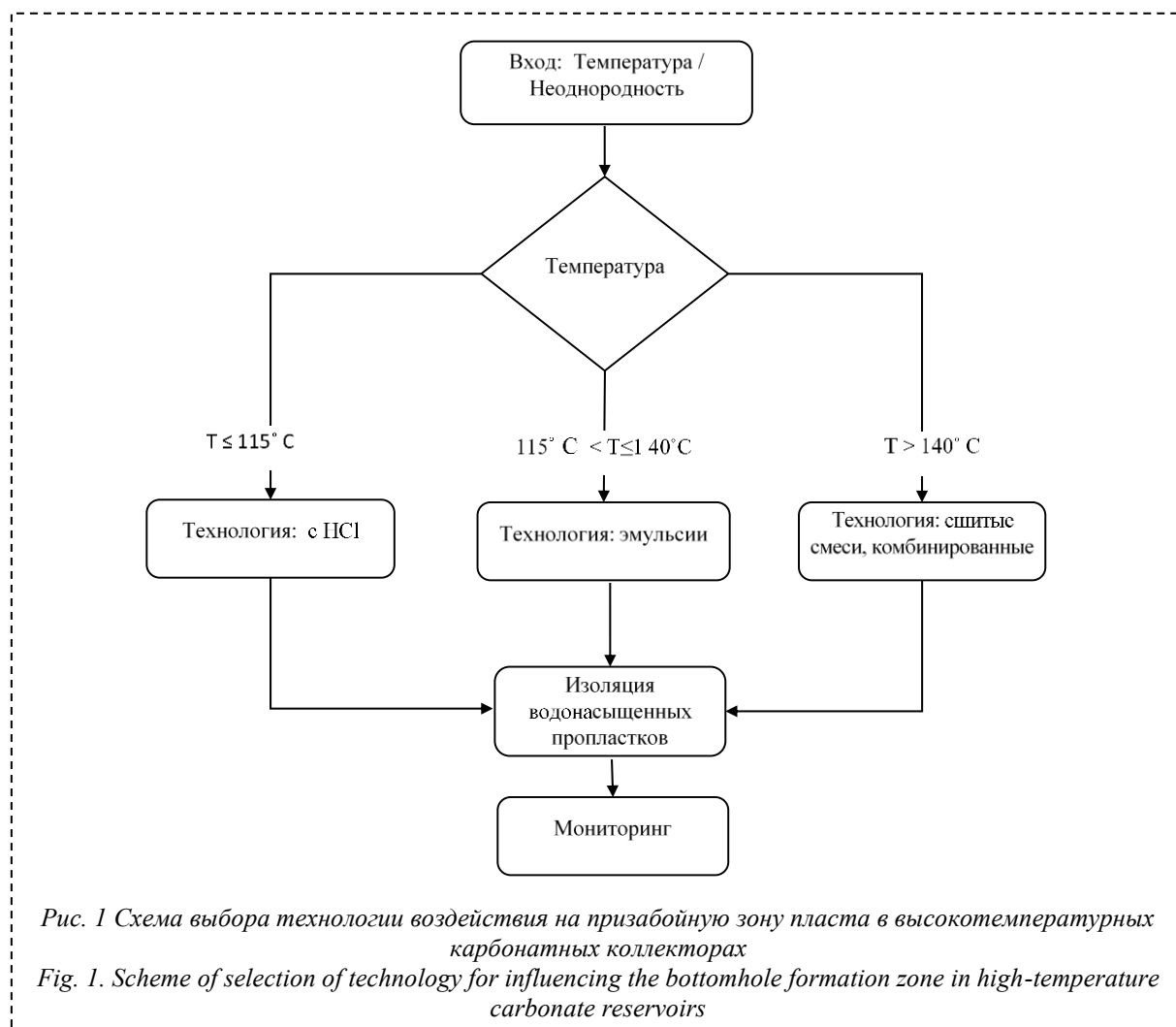
Результаты исследования

По состоянию на 01.01.2003 года приведенное к абсолютной отметке –5100 м пластовое давление в пределах верхнемеловой залежи Ханкала оценивается на уровне 35 МПа, что превышает давление насыщения нефти газом, составляющее 32,5 МПа. Пластовая нефть данной залежи характеризуется наибольшей среди верхнемеловых объектов газонасыщенностью, достигающей 908 м³/т, а также максимальным объемным коэффициентом, равным 3,47. Указанные особенности, вероятно, обусловлены сегрегацией нефти, обогащенной наиболее легкими фракциями, в присводовой

зоне залежи, эксплуатируемой скважиной № 7, что находит отражение в повышенных значениях газового фактора.

К указанной дате суммарная добыча из верхнемеловой залежи составила 1510,94 тыс. т нефти, 1434,2 млн м³ попутного нефтяного газа и 226,7 тыс. т пластовой воды. При этом достигнут коэффициент нефтеотдачи 0,422, а текущая обводненность добываемой продукции не превышала 1,6% [6].

В соответствии с проектными вариантами разработки 1 и 2 размещение дополнительных эксплуатационных скважин на верхнемеловой залежи не предусматривалось. Конечное значение коэффициента нефтеотдачи по обоим вариантам принято одинаковым и составляет 0,500, что соответствует утвержденным проектным показателям. Согласно первому варианту, полная выработка остаточных извлекаемых запасов прогнозировалась к 2017 году. Во втором варианте уровни добычи нефти в 2003–2004 годах планировались на уровне первого варианта и составляли соответственно 55 и 45 тыс. т. При этом снижение объемов добычи ожидалось менее интенсивным, однако в условиях интенсификации отборов



прогнозировалось повышение обводненности продукции до 50%.

В рамках реализации второго варианта в 2004 году под закачку воды предусматривался перевод скважины № 1 (либо скважин № 1 и № 4), расположенных в западной части залежи, а в 2005 году – скважины № 3, расположенной на восточном крыле, после завершения ее эксплуатации на нефть. Расчетный срок разработки залежи по данному варианту принят равным 12 годам.

До 1994 года по залежи имелись осредненные значения пластового давления, приведенные к абсолютной отметке –5100 м. В 1998 году в скважине № 7 выполнен инструментальный замер пластового давления, по результатам которого приведенное значение составило 40 МПа. Динамика изменения пластового давления во времени представлена на Рис. 1. Согласно полученной зависимости, по состоянию на 01.01.2003 года приведенное пластовое давление снизилось до 35 МПа. Указанное значение превышает не только давление насыщения нефти газом (32,5 МПа), но и минимальные давления, обеспечивающие фонтанный режим эксплуатации при обводненности продукции до 30% (24,3 МПа) и до 50% (30,2 МПа) [3, 16].

Обсуждение

Практика разработки верхнемеловых залежей Грозненского нефтегазоносного района свидетельствует о высокой эффективности заводнения, что обусловлено благоприятными термобарическими условиями залегания, физико-химическими свойствами пластовых нефтей и массивным типом строения залежей [6, 14]. Так, для верхнемеловой залежи месторождения Ханкала температура пласта на уровне абсолютной отметки –5200 м составляет порядка 170 °С, динамическая вязкость пластовой нефти – 0,16 мПа·с, а вязкость пластовой воды соответствует характерным для региона значениям. Применение заводнения позволяет стабилизировать пластовое давление и повысить коэффициент нефтеотдачи, особенно в условиях высокой газонасыщенности нефти [3, 6, 7, 8].

В качестве нагнетательных были задействованы обводнившиеся добывающие скважины № 1 и № 4; закачка воды осуществлялась в период 1990–1994 годов с текущей компенсацией отбора, достигающей в 1993 году 37,9%. В качестве основного к внедрению был принят второй вариант разработки, предусматривающий поддержание пластового давления путем закачки воды в залежь, начиная с 1993 года. К моменту начала закачки пластовое давление снизилось до 35 МПа, что оставалось выше средней величины давления насыщения нефти газом – 32,5 МПа. В последующие годы, по результатам анализа

фактической разработки, прогнозные технологические показатели по добыче нефти были скорректированы в сторону снижения вследствие опережающего обводнения добывающих скважин № 1, 3 и 4, что послужило основанием для переноса сроков начала поддержания пластового давления на более ранний период – с 1990 года.

Максимальные годовые отборы нефти достигнуты в 1986 году и составили 163,2 тыс. т при действующем фонде из четырех добывающих скважин, включая введенную в эксплуатацию в том же году скважину № 4. В 1992 году предпринята попытка стабилизации уровней добычи за счет увеличения дебита жидкости с 122 до 165 т/сут, что привело к повышению обводненности продукции с 19,8 до 34,7%. В дальнейшем дебиты были снижены до 100 т/сут, а в 1994 году вследствие интенсивного обводнения была прекращена эксплуатация всех добывающих скважин, за исключением скважины № 7.

Основные результаты и выводы

Полученные результаты согласуются с опытом разработки аналогичных объектов в Чеченской Республике и могут быть экстраполированы на другие залежи Грозненского нефтяного района.

Анализ разработки верхнемеловой залежи месторождения Ханкала является наглядным примером освоения уникального по своим характеристикам объекта. Экстремальные термобарические условия, сложное строение трещинного коллектора и особые свойства флюидов потребовали гибкого подхода к управлению процессом добычи.

Первоначальная стратегия, основанная на использовании высокой природной пластовой энергии, обеспечила значительные отборы на начальном этапе, однако столкнулась с проблемой опережающего обводнения. Своевременный переход к системе поддержания пластового давления путем заводнения позволил стабилизировать ситуацию и создать предпосылки для достижения высокого конечного коэффициента нефтеотдачи, который на 01.01.2003 года уже достиг значения 0,422.

Дальнейшая эксплуатация месторождения, основанная на продолжении и оптимизации системы заводнения, представляется наиболее рациональным путем, позволяющим не только интенсифицировать добычу остаточных запасов, но и обеспечить максимальную полноту их извлечения. Опыт разработки месторождения Ханкала подтверждает фундаментальный принцип, согласно которому эффективность эксплуатации сложных залежей напрямую зависит от качества и непрерывности исследовательских работ, позволяющих

своевременно адаптировать технологию добычи к изменяющимся условиям в пласте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Глазова В. М., Трахтман Г. И. Совершенствование методов интенсификации притока нефти к забою скважин путем кислотных обработок. Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело. М. : ВНИИОЭНГ, 1985. 60 с.
2. Комисаров А. И. [и др.] Интенсификация добычи нефти из глубокозалегающих трещиноватых коллекторов. М., 1985. Вып. VIII.
3. Халадов А. Ш. Повышение эффективности удаления асфальтено-смолистых и парафиновых отложений при добыче нефти с большими перепадами температур в фонтанном лифте. Дисс. ... канд. техн. наук. Уфа : УГНТУ, 2002. 156 с.
4. Комисаров А. И., Яровой В. А., Лемешко Н. Н. Интенсификация притоков жидкости из глубокозалегающих терригенных отложений ЧИАССР // Нефтепромысловое дело. 1983. № 9. С. 18–19.
5. Халадов А. Ш., Хасиханов М. С., Чехвалов К. А. [и др.] Особенности интенсификации добычи нефти из высокотемпературных карбонатных пластов месторождений Грозненского нефтяного района // Естественные и технические науки. 2023. № 10(185). С. 160–162. DOI: 10.25633/ETN.2023.10.12.
6. Халадов А. Ш., Антипин Ю. В. Современные представления об интенсификации добычи нефти из высокотемпературных карбонатных пластов месторождений Чеченской Республики // Нефтегазовое дело. 2009. Т. 7. № 1. С. 32–36.
7. Бакраев М. М., Булюкова Ф. З., Думлер Е. Б., Дельбиев А. С. Исследование методов интенсификации добычи нефти из нижнемеловых отложений Горячеисточенского месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 3. С. 126–134. DOI: 10.18799/24131830/2021/3/108.
8. Гильманова Р. Х., Махмутов А. А., Рахматуллин А. А. [и др.] Неизотермическое моделирование процесса вытеснения вязкой нефти из карбонатного коллектора путем генерирования двуокиси углерода закачкой большеобъемных оторочек соляной кислоты в пласт // Нефтепромысловое дело. 2019. № 6(606). С. 32–35. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-6(606)-32-35.
9. Фунг Ван Хай, Шамаев Г. А. Выбор эмульсии для обработок ПЗП нижнего олигоцена месторождения «Белый Тигр» // Нефтяное хозяйство. 2008. № 8. С. 88–89.
10. Istratov I. V. Chechnya sees potential for “nontraditional” deposits // Oil and Gas J. 2004. № 102(28). Pp. 38–41.
11. Tong K., He J., Chen P., Li C., Dai W., Sun F., Tong Y., Rao S., Wang J. Key Technologies for the Efficient Development of Thick and Complex Carbonate Reservoirs in the Middle East // Energies. 2024. № 17(18). Art. 4566. DOI: 10.3390/en17184566.
12. Yang Li, Zhijiang Kang, Zhaojie Xue, Songqing Zheng. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China // Petroleum Exploration and Development. 2018. № 45(4). Pp. 712–722. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30074-0.
13. Распопов А. В., Козырев Н. Д., Кочнев А. А. [и др.] Геолого-технологическое моделирование залежей, приуроченных к сложно построенным карбонатным коллекторам, на примере одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 3(351). С. 5–11. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-3(351)-5-11.
14. Tran Thi Thanh Thuy, Nguyen Tien Thinh, Nguyen Hoang Anh, Le Manh Hung, Nguyen Tuan Anh, Tran Xuan Quy. Characteristics of Devonian carbonate reservoir in North Oshkhotynskoye field, Russia // Petrovietnam Journal. 2021. № 30. Pp. 11–21. DOI: 10.47800/PVJ.2021.03-02.
15. Халадов А. Ш., Загиров Т. М., Салталиев Б. Ю., Таранов И. Б., Шахгириев У. А., Шуаипов И. А., Янсуков Б. Т., Теляев Т. Р. Анализ состояния мезозойских залежей и мероприятия по увеличению продуктивности скважин / А.Ш. Халадов, // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием (25-26 апреля 2025 г.) Издательство УГНТУ. 2025. С. 126–133.
16. Халадов А. Ш., Дербишев М. Ш., Белоногов Н. О., Загиров Т. М., Мацагов И. Р., Салталиев Б. Ю., Таранов И. Б., Гарифуллина Г. И. Интенсификация притока жидкости из высокотемпературных мезозойских пластов месторождений (на примере Грозненского нефтяного района) // Материалы 52-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием (25-26 апреля 2025 г.) Издательство УГНТУ. 2025. С. 105–109.
17. Халадов А. Ш., Хизриев М. Б., Альшин Т. Р., Карнукаев Хасан Т., Карнукаев Хусейн Т., Мингулов Ш. Г. Анализ состояния нефтеотдачи мезозойских залежей Грозненского нефтяного района и мероприятия по развитию добычи нефти // Материалы 51-й международной научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященной 80-летию девонской нефти (15 марта 2024 г.). Уфа : Издательство УГНТУ, 2024. С. 384–389.

© 2026 Авторы. Эта статья доступна по лицензии Creative Commons «Attribution» («Атрибуция») 4.0 Всемирная (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Об авторах:

Халадов Абдулла Ширваниевич, кандидат технических наук, доцент, заведующей кафедрой «Бурение, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Грозненского государственного нефтяного технического университета имени академика М. Д. Миллионщикова (366288, Россия, Чеченская Республика, г. Аргун, ул. Н. Крупской, до. 34), e-mail: haladov_a_sh@mail.ru

Заявленный вклад авторов:

Халадов Абдулла Ширваниевич – постановка исследовательской задачи, обзор соответствующей литературы, концептуализация исследования, сбор и анализ данных, обзор соответствующей литературы, выводы, написание текста.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Original article

GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL INDICATORS OF HIGH-TEMPERATURE CARBONATE RESERVOIR DEVELOPMENT OPTIONS: THE CASE OF THE KHANKALA FIELD IN THE GROZNY OIL REGION

Abdulla Sh. Khaladov

Grozny State Petroleum Technological University named after Academician M.D. Millionshchikov

* for correspondence: haladov_a_sh@mail.ru



Article info

Received:

24 March 2026

Accepted for publication:

15 June 2026

Accepted:

01 July 2026

Keywords: high-temperature reservoir, carbonate deposits, bottomhole formation zone, oil recovery factor, oil production intensification, Grozny oil region

Abstract.

In the late-stage development of Mesozoic deposits in the Grozny oil region, where high-temperature carbonate reservoirs with a fractured-cavernous structure predominate, a comprehensive analysis of the technological and economic indicators of oil production development and intensification options is particularly important. This paper summarizes the results of well and reservoir studies at the Khankala field, a typical example of the Grozny oil region, taking into account the characteristics of the elastic-water drive regime, declining reservoir pressure, and increasing water cut. This article provides a detailed analysis of the geological and physical characteristics of the Upper Cretaceous reservoir at the Khankala field, including its depth (from 5,213 to 5,574 m), initial reservoir pressure (78.5 MPa with an anomaly coefficient of 1.5), reservoir temperature (+1,800 °C), oil density (0.793 g/cm³), oil viscosity under reservoir conditions (0.16–0.186 mPa·s), and gas-oil ratio (908 m³/t). Particular attention is paid to the physicochemical properties of the oil (high paraffin content up to 9.5%, low resin and asphaltene concentration up to 1.5%) and their impact on production processes. This article examines methods of physicochemical stimulation of the near-wellbore zone, including clay-acid and emulsion treatments, as well as an assessment of capital and operating costs for a comparison of the baseline case using natural flow with the option of maintaining pressure by water injection. The methodological framework includes an analysis of production experience, thermohydrodynamic studies, and modeling of development scenarios. The obtained results demonstrate the advantage of the second option, which provides an oil recovery factor of up to 0.5 with a reduction in the reservoir life by two years, taking into account the thermal stability of reagents at temperatures of 140–180 °C. A comparative analysis of two reservoir development options is conducted: the baseline case—operation under natural filtration conditions—and the

alternative option—maintaining reservoir pressure by injecting water into the reservoir. The obtained results demonstrate the advantage of the alternative development option: the oil recovery factor increases to 0.5; the reservoir life is reduced by two years; reservoir pressure is stabilized, which allows for maintaining flowing production with a water cut of up to 50%. The risk of complications associated with asphaltene deposits and corrosion is reduced. Based on an analysis of the Upper Cretaceous reservoir's development dynamics (cumulative oil production as of January 1, 2003—1,510.94 thousand tons, oil recovery factor of 0.422, current water cut of 1.6 %), recommendations for optimizing the waterflooding system were formulated. It was shown that a timely transition to reservoir pressure maintenance compensates for the decline in reservoir energy and ensures maximum reserve recovery. The study's results have practical significance for other fields in the Grozny oil region with similar geological and pressure-temperature conditions. The proposed development management approaches can be extrapolated to fields with high-temperature carbonate reservoirs, fracture structures, and high gas saturation.

For citation: Khaladov A.Sh. Geological and Technological Indicators of High-Temperature Carbonate Reservoir Development Options: The Case of the Khankala Field in the Grozny Oil Region. *Vestnik Kuzbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*=Bulletin of the Kuzbass State Technical University. 2026; 3(175):89-99. (In Russ., abstract in Eng.). DOI: 10.26730/1999-4125-2026-3-89-99, EDN: UGKBKQ

REFERENCES

1. Glazova V.M., Trakhtman G.I. Improving Methods for Stimulating Oil Inflow to the Bottomhole by Acid Treatments. Review Information. Series: Oil Field Engineering. Moscow: VNIOENG; 1985. 60 p.
2. Komisarov A.I. [et al.] Stimulation of Oil Production from Deep-Seated Fractured Reservoirs. Moscow, 1985. Issue VIII.
3. Khaladov A.Sh. Improving the Efficiency of Removing Asphaltene-Resinous and Paraffin Deposits during Oil Production with Large Temperature Differences in the Flow Lift. Diss. Cand. Sci. (Eng.). Ufa: USPTU; 2002. 156 p.
4. Komisarov A.I., Yarovoy V.A., Lemeshko N.N. Intensification of fluid inflows from deep-lying terrigenous deposits of the Chechen-Ingush ASSR. *Oil Field Engineering*. 1983; 9:18-19.
5. Khaladov A.Sh., Khasikhanov M.S., Chekhvalov K.A. [et al.] Features of intensification of oil production from high-temperature carbonate formations of the Grozny oil region fields. *Natural and technical sciences*. 2023; 10(185):160-162. DOI: 10.25633/ETN.2023.10.12.
6. Khaladov A.Sh., Antipin Yu.V. Modern concepts of intensification of oil production from high-temperature carbonate formations of the Chechen Republic fields. *Oil and Gas Engineering*. 2009; 7(1):32-36.
7. Bakraev M.M., Bulyukova F.Z., Dumler E.B., Delbiev A.S. Study of methods for intensifying oil production from the Lower Cretaceous deposits of the Goryacheistokhenskoye field. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Georesources Engineering*. 2021; 332(3):126-134. DOI: 10.18799/24131830/2021/3/3108.
8. Gil'manova R.Kh., Makhmutov A.A., Rakhmatullin A.A. [et al.] Non-isothermal modeling of the process of viscous oil displacement from a carbonate reservoir by generating carbon dioxide by injecting large-volume hydrochloric acid rims into the formation. *Oil Field Engineering*. 2019; 6(606):32-35. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-6(606)-32-35.
9. Fung Van Hai, Shamaev G. A. Selection of an emulsion for treating the Lower Oligocene BFZ of the White Tiger field. *Oil Industry*. 2008; 8:88-89.
10. Istratov I.V. Chechnya sees potential for "nontraditional" deposits. *Oil and Gas J*. 2004; 102(28):38-41.
11. Tong K., He J., Chen P., Li C., Dai W., Sun F., Tong Y., Rao S., Wang J. Key Technologies for the Efficient Development of Thick and Complex Carbonate Reservoirs in the Middle East. *Energies*. 2024; 17(18). Art. 4566. DOI: 10.3390/en17184566.
12. Yang Li, Zhijiang Kang, Zhaojie Xue, Songqing Zheng. Theories and practices of carbonate reservoirs development in China. *Petroleum Exploration and Development*. 2018; 45(4):712-722. DOI: 10.1016/S1876-3804(18)30074-0.
13. Raspopov A.V., Kozyrev N.D., Kochnev A.A. [et al.] Geological and technological modeling of deposits confined to complex carbonate reservoirs, using the example of one of the fields of the Timan-Pechora oil and gas province. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2021; 3(351):5-11. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-3(351)-5-11.
14. Tran Thi Thanh Thuy, Nguyen Tien Thinh, Nguyen Hoang Anh, Le Manh Hung, Nguyen Tuan Anh and Tran Xuan Quy. Characteristics of Devonian carbonate reservoir in North Oshkhotynskoye field, Russia. *Petrovietnam Journal*. 2021; 30:11-21. DOI: 10.47800/PVJ.2021.03-02.
15. Khaladov A.Sh., Zagirov T.M., Saltaliev B.Yu., Taranov I.B., Shakhgiriev U.A., Shuaipov I.A., Yansukov B.T., Telyaev T.R. Analysis of the state of

Mesozoic deposits and measures to increase well productivity. *Proceedings of the 52nd All-Russian Scientific and Technical Conference of Young Scientists, Postgraduates and Students with International Participation*. USPTU Publishing House. 2025. Pp. 126-133.

16. Khaladov A.Sh., Derbishev M.Sh., Belonogov N.O., Zagirov T.M., Matsagov I.R., Saltaliev B.Yu., Taranov I.B., Garifullina G.I. Intensification of Fluid Inflow from High-Temperature Mesozoic Reservoirs of Oil Fields (using the Grozny Oil Region as an Example). *Proceedings of the 52nd All-Russian Scientific and Technical Conference of Young Scientists,*

Postgraduates and Students with International Participation. USPTU Publishing House. 2025. Pp. 105-109.

17. Khaladov A.Sh., Khizriev M.B., Alshin T.R., Karnukaev Hasan T., Karnukaev Khusein T., Mingulov Sh.G. Analysis of the state of oil recovery of Mesozoic deposits of the Grozny oil region and measures for the development of oil production. *Proceedings of the 51st international scientific and technical conference of young scientists, graduate students and students dedicated to the 80th anniversary of Devonian oil*. Ufa: Publishing House of Ufa State Petroleum Technical University; 2024. Pp. 384-389.

© 2026 The Authors. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

The authors declare no conflict of interest.

About the authors:

Abdulla Sh. Khaladov, PhD (Engineering), Associate Professor, Head of the Department of Drilling, Development, and Operation of Oil and Gas Fields, Grozny State Oil Technical University.

Contribution of the authors:

Abdulla Sh. Khaladov – setting a research task, reviewing relevant literature, conceptualizing research, collecting and analyzing data, reviewing relevant literature, conclusions, writing a text

All authors have read and approved the final manuscript.

