

Подходы к извлечению остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки в условиях сложного геологического строения на примере Северо-Салымского месторождения

Андреева С.В., Сулейманов Э.Д., Кулбаева Д.Р., Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И., Грищенко В.А.

ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

andreevasv-ufa@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В исследовании рассмотрен вопрос выработки запасов эксплуатационного объекта, находящегося на заключительной стадии разработки и характеризующегося снижением эффективности процесса нефтеизвлечения за счет постепенного ухудшения структуры остаточных подвижных запасов нефти. На основе детализации геологического строения объекта, который имеет клиноформное строение и включает в себя три терригенных пласта, анализа промысловых исследований и геолого-гидродинамического моделирования установлено, что участки локализации запасов приурочены к подошвенным частям, которые характеризуются ухудшением фильтрационных параметров и увеличением расчлененности. По результатам выполненного анализа была разработана стратегия доизвлечения запасов, предусматривающая проведение ГРП в зонах высокой мощности расчлененной части коллектора, дальнейшая реализация которой показала высокую успешность.

Материалы и методы

Данные по геологическому строению, включая модель осадконакопления, внутрислоевую корреляцию и распределение фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу. Показатели эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, результаты промыслово-геофизических исследований, результаты проведенных методов интенсификации притока. Детализация геологического строения, определение характерных особенностей разреза, анализ результатов профилю- и термометрии

скважин, уточнение гидродинамической модели, определение зон локализации остаточных запасов, выбор метода интенсификации выработки.

Ключевые слова

разработка нефтяных месторождений, геологическое строение, выработка запасов, гидроразрыв пласта, поздняя стадия разработки, гидродинамическая модель

Для цитирования

Андреева С.В., Сулейманов Э.Д., Кулбаева Д.Р., Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И., Грищенко В.А. Подходы к извлечению остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки в условиях сложного геологического строения на примере Северо-Салымского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 2. С. 15–21. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-15-21

Поступила в редакцию: 01.04.2024

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

Approaches to the extraction of residual oil reserves at a late stage of development in conditions of a complex geological structure using the example of the North Salym field

Andreeva S.V., Suleymanov E.D., Kulbaeva D.R., Trofimchuk A.S., Khabibullin G.I., Grishchenko V.A.

“RN-BashNIPneft” LLC (Rosneft Company Group), Ufa, Russia

andreevasv-ufa@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The study considers the issue of depleting reserves of a development object at the final stage of development and is characterized by a decrease in the efficiency of the oil extraction process due to the gradual deterioration of the structure of residual mobile oil reserves. Based on the detailing of the geological structure of the object, which has a cliniform structure and includes three terrigenous layers, analysis of field studies and geological and hydrodynamic modeling, it was established that the areas of localization of reserves are confined to the bottom parts, which are characterized by deterioration of filtration parameters and increased dissection. Based on the results of the analysis, a strategy for extracting reserves was developed, which included hydraulic fracturing in high-thickness zones of the dissected part of the reservoir, the further implementation of which showed high success.

Materials and methods

Data on the geological structure, including the sedimentation model, intrastatal correlation and distribution of filtration and reservoir properties over the area and section. Indicators of operation of production and injection wells, results of field geophysical studies, results of inflow stimulation methods.

Keywords

oil field development, geological structure, reserve development, hydraulic fracturing, late stage of development, hydrodynamic model

For citation

Andreeva S.V., Suleymanov E.D., Kulbaeva D.R., Trofimchuk A.S., Khabibullin G.I., Grishchenko V.A. Approaches to the extraction of residual oil reserves at a late stage of development in conditions of a complex geological structure using the example of the North Salym field. Exposition Oil Gas, 2024, issue 2, P. 15–21. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-2-15-21

Received: 01.04.2024

Введение

На сегодняшний день большая доля разрабатываемых месторождений Западной Сибири находится на завершающей стадии разработки, характеризующейся низкими темпами отбора нефти и высокой обводненностью добываемой продукции. Как правило, история разработки таких месторождений насчитывает несколько десятков лет, в течение которых происходит множество изменений в подходах к извлечению нефти со сменами систем разработки и применяемыми методами увеличения нефтеотдачи. Процесс адаптации применяемых методов выработки запасов к изменяющимся условиям, возникающим по мере истощения нефтяных залежей, позволяет поддерживать эффективность разработки таких месторождений. При этом отмечается, что каждый новый этап требует нарастающих усилий по воздействию на остаточные подвижные запасы, поскольку структура их локализации неуклонно ухудшается. Особым вызовом при разработке зрелых месторождений является не только поддержание уровней добычи нефти, но и локализация остаточных извлекаемых запасов для проведения мероприятий, позволяющих вовлечь ранее недрастируемые запасы. В статье представлен анализ одного из месторождений, находящегося на поздней стадии разработки, на котором появилась необходимость оптимизации процесса добычи в связи со снижением эффективности разработки по причине роста обводненности и постепенного выбытия фонда скважин, что в подобных условиях зачастую приводит к рассмотрению вопроса о его консервации. Целью исследования является поиск путей локализации запасов и определения методов их извлечения для объекта с высокой степенью выработки. Авторами предложен подход к повышению рентабельности за счет комплексного подхода к усовершенствованию разработки объекта, заключающегося во всестороннем анализе промысловой информации, детальном пересмотре геологического строения, уточнении результатов моделирования, а также выборе способа интенсификации притока [1–3]. В результате выполненного анализа и реализации программы геолого-технических мероприятий уточнена локализация недрастируемых запасов и повышена степень их вовлеченности в разработку. Практической значимостью рассмотренного проекта является не только повышение уровня добычи нефти и рентабельности разработки Северо-Салымского месторождения, но и возможность тиражирования описанных подходов и полученного опыта на другие месторождения региона со схожим геологическим строением.

Описание объекта и актуальность исследования

Северо-Салымское месторождение было открыто в 1978 году, введено в эксплуатацию в 1982 году. В процессе поисково-разведочного и эксплуатационного бурения была установлена нефтеносность в пластах АС₁₁¹, БС₆, БС₇₋₈, а также в отложениях баженовской и тюменской свит. Далее в работе рассматривается только пласт БС₇₋₈, выделенный в самостоятельный эксплуатационный объект, основные геолого-физические характеристики которого представлены в таблице 1.

Пласт БС₇₋₈ приурочен к песчано-алевролитовым отложениям ахской свиты готерив-баремского яруса. В кровле развит довольно монолитный песчаный пласт, к своду его эффективная нефтенасыщенная

толщина увеличивается до 8–10 м, в периферии уменьшается до 4 м. Нижняя часть пласта представлена частым чередованием песчаников и глин. В редких случаях пласт замещен глинистыми разностями. Из данных таблицы 1 видно, что пласт в целом характеризуется высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), а пластовая нефть — высокой подвижностью. В процессе разработки первым этапом было разбуривание объекта по квадратной сетке с расстоянием между скважинами 500 м, по мере организации заводнения система трансформировалась в трехрядную, затем выполнялось постепенное уплотнение за счет бурения скважин и боковых стволов с достижением плотности сетки 20 га/скв. Сформированная система разработки показала высокую эффективность и позволила достичь фактического значения коэффициента извлечения нефти (КИН), равного 0,312 д.ед. На момент проведения исследования объект характеризовался снижающимся уровнем добычи и средним дебитом нефти, который составлял 2,9 т/сут, а также высокой обводненностью продукции, составляющей 96 %. Действующий фонд, включающий добывающие и нагнетательные скважины, снизился относительно максимального на 45% по причине выбытия скважин из-за нерентабельности эксплуатации. В указанных условиях рентабельный срок дальнейшей разработки объекта составлял менее трех лет, что требовало проведения детального анализа дальнейших перспектив разработки объекта.

Детализация геологического строения

Первым этапом формирования программы повышения эффективности разработки является оценка наличия недрастируемых запасов. В качестве отправной точки по локализации застойных зон была выполнена детализация геологического разреза. Комплекс работ включал в себя переинтерпретацию исторических результатов интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) и проведение внутрипластовой корреляции.

Согласно клиноформной модели строения неокма центральных районов Западной

Сибири, в пределах территории Среднего Приобья выделен ряд субрегиональных клиноциклитов. Клиноциклиты являются телами крупных трансгрессивно-регрессивных седиментационных циклов, образовавшихся в результате колебаний уровня моря и бокового заполнения относительно глубоководного морского бассейна. В структуре каждого клиноциклита выделяются две части — нижняя и верхняя.

Формирование пласта БС₇₋₈ связано с мелководно-шельфовыми отложениями, относящимися к ундиформной стадии седиментации верхней части Сармановского клиноциклита. Внутри пласта выделен ряд более мелких циклитов, прослеживание которых было положено в основу корреляции внутреннего строения пласта БС₇₋₈. Общим для всех образующих пласт циклитов является единая перекрывающая поверхность глин, образовавшаяся в результате региональной трансгрессии моря. Эта поверхность принята за основной репер при проведении внутрипластовой корреляции. По площади залежи выделены три поверхности напластования, соответствующих смене циклитов, формирование которых происходило по мере отступления моря в западном направлении [4].

В западной части месторождения, где в разрезе одной скважины могут присутствовать до трех циклитов, границы смены циклитов и их углы наклона достаточно хорошо выделяются в разрезе скважин, что иллюстрирует палеопродольный по пласту БС₇₋₈ на рисунке 1. Однако существуют участки с неполным вскрытием разреза пласта БС₇₋₈, что осложняло проведение внутрипластовой корреляции [5, 6].

В восточном направлении месторождения границы между циклитами имеют тенденцию к уменьшению общей толщины пропластка и постепенному выклиниванию. Западная часть месторождения представляла собой нижнюю террасу относительно более приподнятой восточной части. На эту террасу и откладывались песчаники, смываемые с возвышенной восточной части.

В западном и центральном участках основной залежи пласта БС₇₋₈ выявляются

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика пласта БС₇₋₈
Tab. 1. Geological and physical characteristics of formations BS₇₋₈

Параметры	Пласт БС ₇₋₈
Средняя глубина залегания кровли, м	2 398
Тип залежи	пластово-сводовая
Тип коллектора	терригенный
Средняя общая толщина, м	17,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,2
Коэффициент пористости, д.ед.	0,19
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.ед.	0,55
Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	12,0
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,60
Расчлененность, ед.	4
Начальная пластовая температура, °С	98
Начальное пластовое давление, МПа	23,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,2
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,838
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,3
Газосодержание, м ³ /т	71,1

линейные области смены высоких и низких значений толщин и количества прослоев с тенденцией простираения этих областей преимущественно в направлении «юг–север». Области повышенных значений толщин и прослоев указывают на расположение зон одновременного развития двух и более циклов.

Таким образом, выделяется единый цикл осадконакопления, характерный для пластов прибрежно-морского генезиса, который существующими разбивками пластов по 700 скважинам эксплуатационного и разведочного фонда делится на 3 пропластка: БС₇₋₁, БС₇₋₂ и БС₈ с различными уровнями водонефтяного контакта (ВНК) (рис. 2).

- Пропласток распространен в западной части месторождения, в восточном направлении пласт выклинивается.
- В западном направлении общая толщина пласта увеличивается до 40 м.
- Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 4,5 м.
- Пропласток распространен в восточной части месторождения.

- Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 5,4 м.
- В районе скважины хх6 прослеживается баровое тело длиной 1,5 км, шириной 500 м и максимальными нефтенасыщенными толщинами – 14 м.
- Пропласток простирается в восточной части месторождения.
- В западном направлении пласт погружается, и ввиду отсутствия данных ГИС на таких глубинах была проведена условная линия глинизации пласта.
- Пропласток характеризуется низкими нефтенасыщенными толщинами, в среднем – 2,6 м.

Согласно выполненной детализации геологического строения, подошвенная часть разреза, представленная пластами БС₇₋₂ и БС₈, характеризуется ухудшенными ФЭС. Также можно выделить зоны выклинивания пропластков как обладающих худшими условиями для фильтрации флюидов. При этом следует отметить, что между пропластками отсутствуют флюидоупоры значительной

мощности. Таким образом, можно сделать предположение о том, что кровельная часть пласта БС₇₋₈ является практически выработанной, а наибольшие остаточные запасы могут быть сосредоточены в подошвенной части, а также в зонах выклинивания пропластков.

Локализация остаточных запасов

После детализации геологического строения проводилось уточнение распределения фильтрационных потоков на основе промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и данных гидродинамического моделирования (ГДМ).

Оценка результатов ПГИ проводилась как по добывающему, так и по нагнетательному фонду скважин. Примеры выполненных исследований представлены на рисунке 3.

По заключениям ПГИ, и в добывающих, и в нагнетательных скважинах основные работающие интервалы приурочены к кровле пласта БС₇₋₈. В нескольких добывающих скважинах помимо стандартного комплекса исследований была проведена спектральная шумометрия [7, 8], которая также подтвердила полученные результаты. В целом по пласту коэффициент работающей толщины, представляющий отношение эффективной работающей и вскрытой мощности пласта, составляет 71 %, то есть 29 % эффективных толщин на момент исследования не принимали участия в разработке. Можно заключить, что результаты промысловых исследований в целом подтверждают выдвинутое ранее предположение о том, что в подошвенной части пласта могут находиться недреннруемые запасы.

На следующем шаге было проведено уточнение геолого-гидродинамической модели с учетом результатов ПГИ. В результате было получено объемное распределение текущей нефтенасыщенности коллектора, которое также подтверждает наличие застойных зон в подошвенной части, приуроченной к пропласткам БС₇₋₂ и БС₈. Результаты моделирования представлены на рисунке 4.

Таким образом, можно сделать вывод о наличии потенциала по повышению эффективности выработки путем вовлечения

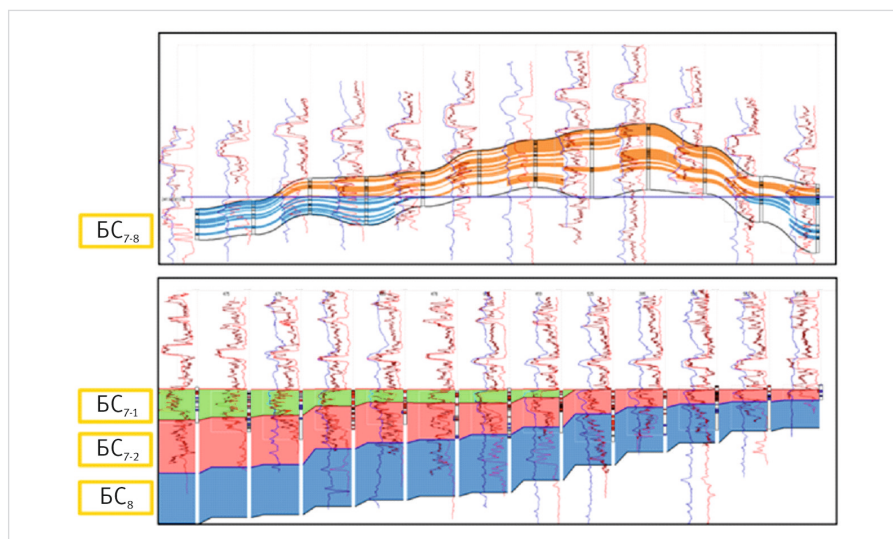
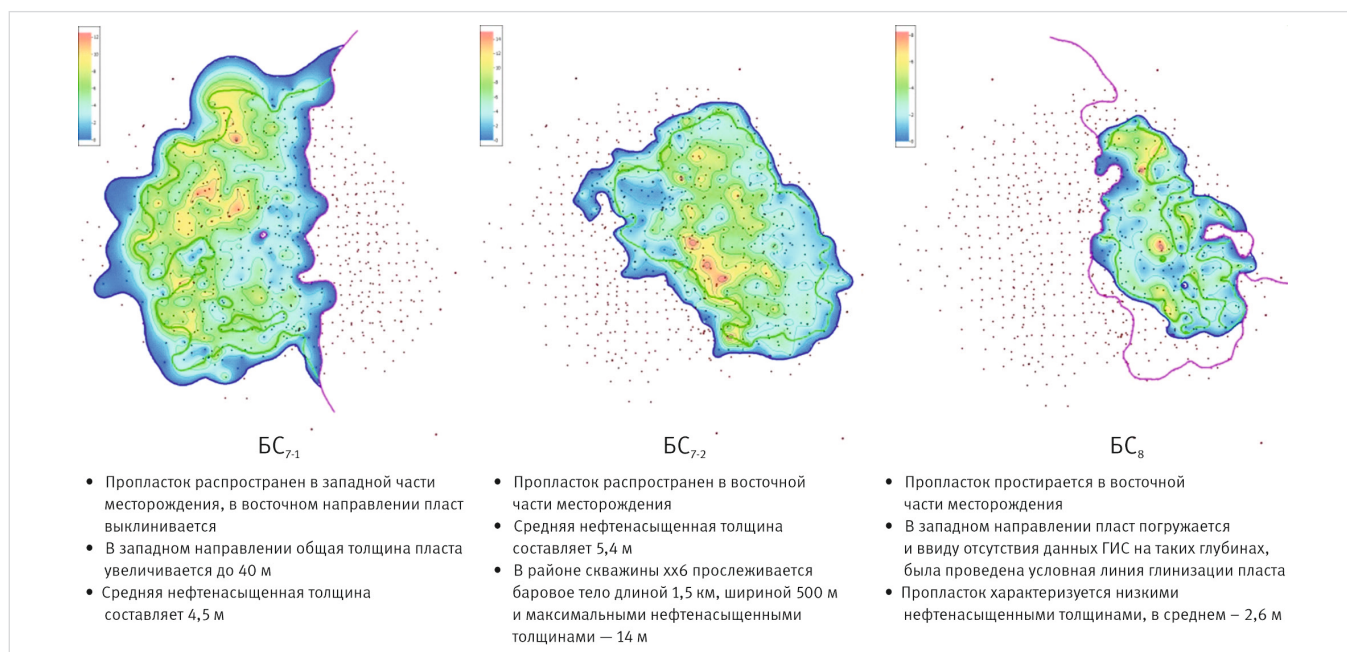


Рис. 1. Геологический профиль пласта БС₇₋₈
Fig. 1. Geological cross section of formation BS₇₋₈



- Пропласток распространен в западной части месторождения, в восточном направлении пласт выклинивается
- В западном направлении общая толщина пласта увеличивается до 40 м
- Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 4,5 м

- Пропласток распространен в восточной части месторождения
- Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 5,4 м
- В районе скважины хх6 прослеживается баровое тело длиной 1,5 км, шириной 500 м и максимальными нефтенасыщенными толщинами – 14 м

- Пропласток простирается в восточной части месторождения
- В западном направлении пласт погружается и ввиду отсутствия данных ГИС на таких глубинах, была проведена условная линия глинизации пласта
- Пропласток характеризуется низкими нефтенасыщенными толщинами, в среднем – 2,6 м

Рис. 2. Картирование пропластков БС₇₋₈
Fig. 2. Inter layers charting of formation BS₇₋₈

в разработку недренируемых запасов, локализованных в подошвенной части пласта.

Разработка программы по повышению эффективности выработки запасов

При выборе способа вовлечения запасов в разработку учитывались следующие особенности:

- подошвенная часть пласта характеризуется высокой расчлененностью и меньшей в сравнении с кровельной частью проницаемостью;
- между пропластками отсутствуют флюидоупоры большой мощности;
- в большинстве скважин перфорацией вскрыт весь продуктивный разрез пласта.

В связи с указанными выше особенностями рекомендованным способом вовлечения запасов в разработку было проведение гидроразрыва пласта (ГРП) с предварительной повторной перфорацией подошвенной части либо ее дострела в случае, если ранее она не перфорировалась. Проведение изоляционных работ всего интервала перфорации с последующим вскрытием без ГРП подошвенной части не проводилось по причине ожидаемой низкой успешности изоляции цементом из-за большой мощности и сложности ремонта, а также низкого притока по причине ухудшенных фильтрационных свойств пропластков BC_{7-2} и BC_8 и отсутствия больших по мощности флюидоупоров между пропластками. Таким образом, целью работ по ГРП было максимальное вовлечение запасов ухудшенной подошвенной части пласта в условиях неизбежного вскрытия его верхней, более высокопроницаемой части.

При выборе участков для проведения ГРП основным критерием была высокая эффективная толщина пластов BC_{7-2} и BC_8 , а также большая расчлененность разреза. Дополнительно при подборе кандидатов принимались во внимание следующие критерии:

- удаленность рядов нагнетательных скважин с высокой накопленной закачкой;
- работающие согласно заключению ПГИ интервалы добывающих и нагнетательных скважин;
- увеличение плотности остаточных подвижных запасов по данным ГДМ;
- длительность простоя скважин, выведенных из эксплуатации.

Следует отметить, что в процессе анализа работы нагнетательных скважин также оценивалась возможность эксплуатации в режиме автоГРП [9] как дополнительного риска прорыва воды в добывающие скважины. Анализ проводился на основе поиска характерных изменений на графиках Холла [10]. В результате обобщения данных был сделан вывод о том, что нагнетательные скважины эксплуатировались без автоГРП, чему, вероятно, способствовала высокая проницаемость кровельной части пласта BC_{7-8} .

В результате была сформирована программа проведения ГРП в добывающих скважинах, представленная на рисунке 5.

Программа включает 32 кандидата для проведения ГРП, 19 из которых на текущий момент выполнены. Результаты проведения гидроразрыва приведены в таблице 2.

В таблице 2 введены следующие показатели: M_p — масса пропанта, закачанная в пласт при ГРП, H_f — высота трещины ГРП согласно редизайну, $N_{эфф}$ — эффективная мощность пласта BC_{7-8} , $M_p/N_{эфф}$ — удельная масса пропанта на один метр эффективной мощности коллектора. Согласно результатам, по всем скважинам был получен прирост

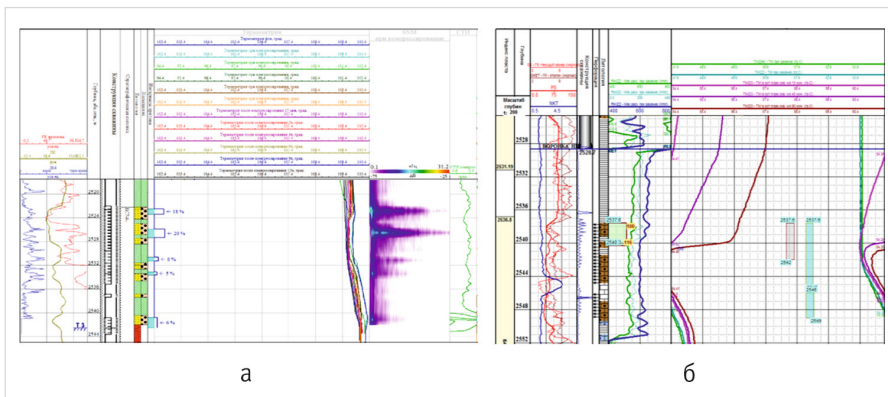


Рис. 3. Примеры результатов ПГИ по скважинам, вскрывшим пласт BS_{7-8} :

а — добывающая скважина; б — нагнетательная скважина

Fig. 3. Examples of PLT results for wells that penetrated the formation BS_{7-8} :

а — production well; б — injection well

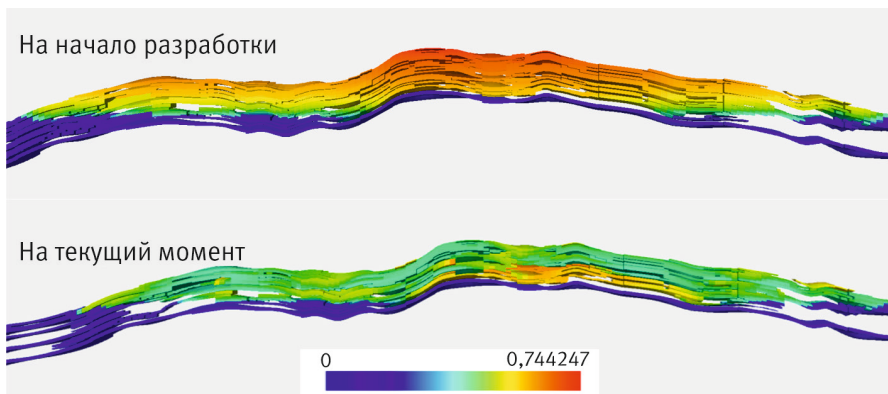


Рис. 4. Распределение коэффициента нефтенасыщенности согласно ГДМ

Fig. 4. Distribution of oil saturation coefficient according to reservoir simulation model

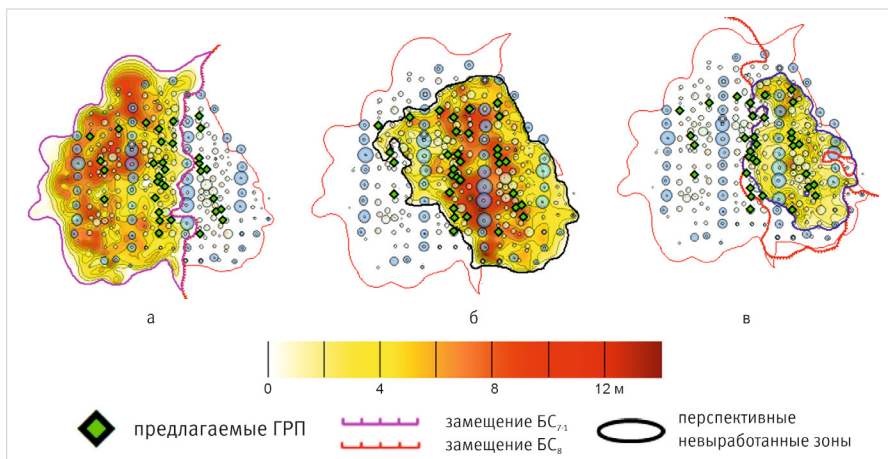


Рис. 5. Скважины-кандидаты для проведения ГРП на карте начальных нефтенасыщенных толщин: а — пласта BS_{7-1} , б — пласта BS_{7-2} , в — пласта BS_8

Fig. 5. Candidate wells for hydraulic fracturing on the map of initial oil-saturated thicknesses: а — formation BS_{7-1} , б — formation BS_{7-2} , в — formation BS_8

дебита нефти после ГРП, который в среднем составил 17 т/сут. Также отмечается снижение обводненности продукции в среднем на 2 %, при этом максимально удалось добиться снижения обводненности на 25 %. Масса пропанта варьировалась в интервале от 23 до 74 т, удельная масса пропанта на 1 м эффективной мощности — от 3,1 до 9,5 т/м. Особое внимание следует обратить на показатели работы скважин до ГРП, которые в среднем составляли 1 т/сут по дебиту нефти при обводненности продукции 97 %. В стандартных условиях без проведения углубленного всестороннего

анализа проведение ГРП обладает высокими рисками по повышению притока дебита нефти. Для условий рассматриваемого объекта выявленный потенциал по вовлечению запасов нижних пропластков позволил успешно вывести скважины из бездействия и увеличить дебиты нефти по высокообводненному низкорентабельному фонду. Для оценки влияния технологических параметров на эффективность ГРП выполнен расчет коэффициентов корреляции, приведенных в таблице 3.

Полученные коэффициенты не показывают однозначных зависимостей параметров,

Табл. 2. Результаты проведения ГРП по пласту БС₇₋₈
 Tab. 2. Results of hydraulic fracturing on formation BS₇₋₈

Скв.	Остановочные			Запускные			Изменение			M _p , т	H _p , м	Нэфф, м	M _p /Нэф _ф , т/м
	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обвод., %	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обвод., %	Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обвод., %				
x1	0	7	99	25	609	96	25	602	-3	65	44	13,4	4,9
x2	0	1	97	19	376	95	19	375	-2	55	35	8,8	6,3
x3	1	27	96	7	392	98	6	365	2	45	39	6,7	6,7
x4	1	71	99	21	387	95	20	316	-4	45	30	5,0	9,0
x5	1	30	97	19	191	90	18	161	-7	45	30	11,5	3,9
x6	1	18	95	11	189	94	10	171	-1	30	27	8,6	3,5
x7	4	107	96	22	525	95	18	418	-1	70	42	12,2	5,8
x8	0	0	98	9	354	97	9	354	-1	74	34	8,4	8,8
x9	3	74	96	7	162	95	4	88	-1	23	27	3,6	6,4
x10	1	37	98	16	458	96	15	421	-2	45	42	11,4	3,9
x11	1	17	93	7	206	96	6	189	3	30	15	6,6	4,5
x12	1	12	92	16	268	93	15	256	1	60	40	7,2	8,3
x13	1	11	91	7	211	96	6	200	5	45	32	4,7	9,5
x14	1	64	98	27	448	93	26	384	-5	40	30	10,4	3,9
x15	1	13	92	14	324	95	13	311	3	50	52	6,3	8,0
x16	1	51	97	21	418	94	20	367	-3	70	41	13,2	5,3
x17	3	32	91	40	400	88	37	368	-3	50	38	12,1	4,1
x18	0	12	97	38	160	72	38	148	-25	35	31	11,4	3,1
x19	2	22	93	26	182	83	24	160	-10	40	34	13,0	3,1
В среднем	1	32	97	19	329	95	17	298	-2	48	35	9	5,3

что связано с влиянием длительной истории разработки на локализацию запасов относительно начального распределения. Однако можно отметить несколько тенденций, на основе которых можно сделать некоторые выводы:

- увеличение массы пропанта способствует увеличению дебита жидкости, но при этом данная связь отсутствует при анализе удельной массы, что может говорить о влиянии других факторов;
- отмечается прямая средняя степень связи между удельной массой пропанта

и стартовой обводненностью, а также обратная средняя связь со стартовым дебитом нефти.

На основе двух описанных корреляций сделано предположение о том, что при увеличении закачки пропанта происходит преимущественное развитие трещины ГРП в верхней высокопроницаемой выработанной части пласта, что способствует росту отборов воды. Снижение удельной закачки пропанта способствует росту стартового дебита нефти, то есть увеличению вовлеченности недренируемых

запасов в подошвенной расчлененной части пласта, приуроченной к пропласткам БС₇₋₂ и БС₈. Распределение стартовых дебитов нефти в зависимости от удельной массы пропанта приведено на рисунке 6.

На основе полученных результатов рекомендуемым критическим значением удельной массы пропанта можно принять не более 5,0 т/м, но следует отметить небольшое количество анализируемых скважин и необходимость продолжить исследования в этом направлении.

В целом проведенная программа ГРП подтвердила сделанные в работе выводы о наличии недренируемых запасов в подошвенной части пласта БС₇₋₈. Текущая средняя фактическая дополнительная добыча нефти от выполненных мероприятий составляет 16 тыс. т/скв. что выше минимальной рентабельной эффективности для условий данного месторождения, которая составляет 12 тыс. т/скв., при этом во многих скважинах эффект продолжается. Выполненные на основе анализа мероприятия позволили существенно повысить экономическую эффективность разработки объекта и вовлечь в процесс нефтеизвлечения дополнительный объем запасов.

Итоги

- На основе переинтерпретации данных ГИС и внутрипластовой корреляции была уточнена геологическая модель пласта БС₇₋₈ с разделением его на три пропластка: БС₇₋₁, БС₇₋₂ и БС₈.
- Отмечено, что нижние пропластки БС₇₋₂ и БС₈ характеризуются худшими ФЭС в сравнении с верхним БС₇₋₁, что выражается в меньшей проницаемости, эффективной мощности и большей расчлененности.
- На основе результатов ПГИ и уточненной геолого-гидродинамической модели

Табл. 3. Результаты расчетов коэффициентов корреляции
 Tab. 3. Results of calculations of correlation coefficients

Показатели после ГРП	M _p , т	H _p , м	M _p /Нэфф, т/м
Дебит нефти, т/сут	0,12	0,2	-0,51
Дебит жидкости, т/сут	0,66	0,58	0,06
Обводненность, %	0,27	0,12	0,52



Рис. 6. Распределение стартовых дебитов нефти в зависимости от удельной массы пропанта

Fig. 6. Distribution of starting oil flow rates depending on the specific gravity of the proppant

(ГДМ) сделано предположение о наличии невовлеченных запасов нефти в подошвенной части пласта, для стимулирования выработки которых предложено проведение ГРП.

- Критериями при выборе зон для ГРП являлись: высокая расчлененность, большая мощность нижних пропластков, наличие зон повышенной плотности остаточных подвижных запасов по уточненной ГДМ, а также косвенные признаки, характеризующие риск проведения низкоэффективных операций.
- В связи с отсутствием флюидоупоров большой мощности между пропластками ГРП предполагает формирование трещины по всему разрезу, при этом ожидается увеличение дебита нефти за счет вовлечения нижних пропластков БС_{7,2} и БС₈, а также рост продуктивности скважины в целом за счет развития трещины, в том числе в верхнем пропластке БС_{7,1}.
- Всего на текущий момент выполнено 19 скважино-операций ГРП со средним приростом дебита нефти 17 т/сут и снижением обводненности на 2 %, что подтвердило наличие недренируемых запасов и возможность повышения эффективности разработки низкорентабельного объекта.
- Для условий рассматриваемого объекта выполнен всесторонний анализ позволил успешно вывести скважины из бездействия и увеличить дебиты нефти по высокообводненному низкорентабельному фонду.
- В качестве граничного параметра при ГРП рекомендовано не превышать удельную массу пропанта на метр эффективной мощности более 5 т/м.

Выводы

- Представленный пример демонстрирует потенциал по повышению экономической и технологической эффективности разработки объектов, находящихся на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой выработкой запасов и значительным выбытием действующего фонда скважин, за счет детализации геологического строения, совмещенной с всесторонним анализом промысловой информации и подбором метода стимуляции.
- Высокая эффективность реализованной программы мероприятий позволила не только увеличить рентабельный период разработки и величину коэффициента извлечения нефти, но также и расширить область применения описанных подходов на месторождения региона со схожим геологическим строением.

Литература

1. МIRONENKO A.A., SHAYAKHMETOV R.A., USMANOV T.S., SALAKHOV T.R., SULEYMANOV D.D., ASMANDIYAROV R.N., BELOGUZOV A.F. Комплексный подход к оптимизации системы разработки месторождений, находящихся на завершающей стадии, в условиях клиноформного строения пластов // Нефтяное хозяйство. 2014. №11. С. 42–45.
2. Грищенко В.А., Мухаметшин В.Ш., Кулешова Л.С., Алексеев М.С., Гарипов А.Р., Самигуллина Л.З. Возобновление массового бурения на зрелых месторождениях как способ извлечения остаточных запасов нефти // SOCAR Proceedings. 2023. № 3. С. 39–50.
3. Хисамиев Т.Р., Хабидуллин Г.И., Шайхатдаров Д.Р., Михайлов М.Н.,

Кравец Д.А., Пономарев Е.В. Перспективы уплотняющего бурения скважин на поздней стадии разработки на примере объекта БС₁₀ Мамонтовского месторождения // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 6. С. 103–115.

4. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
5. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
6. Рыкус М.В. Седиментология терригенных резервуаров углеводородов. Уфа: Мир печати, 2014. 324 с.
7. Кузьмичев О.Б. Возможности промыслово-геофизических методов для мониторинга разработки месторождений углеводородного сырья // Каротажник. 2019. № 6. С. 53–65.
8. Асланян А.М., Асланян И.Ю., Масленникова Ю.С., Минахметова Р.Н., Сорока С.В., Никитин Р.С., Кантюков Р.Р. Диагностика заколонных перетоков газа комплексом высокоточной термометрии, спектральной шумометрии и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа // Территория НЕФТЕГАЗ. 2016. № 6. С. 52–59.
9. Сюндюков А.В., Хабидуллин Г.И., Трофимчук А.С., Сагитов Д.К. Метод поддержания оптимальной геометрии техногенной трещины путем регулирования режима нагнетания в низкопроницаемых коллекторах // Нефтяное хозяйство. 2022. № 9. С. 96–99.
10. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. М.: Юкос, 2001. 133 с.

ENGLISH

Results

- Based on the reinterpretation of well logging data and intra-layer correlation, the geological model of the BS_{7,8} formation was refined, dividing it into three layers: BS_{7,1}, BS_{7,2} and BS₈.
- It is noted that the lower interlayers BS_{7,2} and BS₈ are characterized by worse reservoir properties in comparison with the upper BS_{7,1}, which is expressed in lower permeability, effective thickness and greater dissection.
- Based on the results of field geophysical tests and the refined geological and hydrodynamic model, an assumption was made about the presence of uninvolved oil reserves in the bottom part of the formation, to stimulate the production of which hydraulic fracturing is proposed.
- The criteria for selecting zones for hydraulic fracturing were: high dissection, high thickness of lower layers, the presence of zones of increased density of residual mobile reserves according to the updated hydrodynamic model, as well as indirect signs characterizing the risk of low-effective operations.
- Due to the absence of high-thickness fluid seals between the interlayers, hydraulic fracturing assumes the formation of a fracture throughout the entire section, while an increase in oil production is expected due to the involvement of the lower interlayers BS_{7,2} and BS₈, as well as an increase in well productivity as a whole due to the development of a fracture, including in the upper layer BS_{7,1}.
- In total, 19 well hydraulic fracturing operations have been completed

to date with an average increase in oil production rate of 17 tons per day and a decrease in water cut by 2 %, which confirmed the presence of undrained reserves and the possibility of increasing the efficiency of development of a low-profit facility.

- For the conditions of the object under consideration, a comprehensive analysis made it possible to successfully bring the wells out of inactivity and increase oil production rates in the highly water-cut, low-profitable stock.
- As a boundary parameter during hydraulic fracturing, it is recommended not to exceed the specific gravity of proppant per meter of effective power of more than 5 t/m.

Conclusions

- The presented example demonstrates the potential for increasing the economic and technological efficiency of the development of objects at a late stage of development, characterized by high reserves production and significant retirement of the existing well stock, due to the detailing of the geological structure, combined with a comprehensive analysis of field information and selection of a stimulation method.
- The high efficiency of the implemented program of measures made it possible not only to increase the profitable development period and the value of the oil recovery factor, but also to expand the scope of application of the described approaches to fields in the region with a similar geological structure.

References

1. MIRONENKO A.A., SHAYAKHMETOV R.A., USMANOV T.S., SALAKHOV T.R., SULEYMANOV D.D., ASMANDIYAROV R.N., BELOGUZOV A.F. Integrated approach to mature field development optimization with wedge-shaped reserves. Oil industry,

- 2014, issue 11, P. 42–45. (In Russ).
2. GRISHCHENKO V.A., MUKHAMETSHIN V.SH., KULESHOVA L.S., ALEKSEEV M.S., GARIPOV A.R., SAMIGULLINA L.Z. Substantive drilling rejuvenation in mature oil fields as a way to extract residual oil reserves. SOCAR Proceedings, 2023, issue 3,

3. KHISAMIEV T.R., Khabibullin G.I., Shaikhatdarov D.R., Mikhaylov M.N., Kravets D.A., Ponomarev E.V. Prospects for infill drilling of wells at a late stage of development on the example of the BS₁₀ object of the Mamontovskoye field.

- Petroleum Engineering, 2023, vol. 21, issue 6, P.103–115. (In Russ).
4. Kotorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al. Geology of oil and gas of Western Siberia. Moscow: Nedra, 1975, 680 p. (In Russ).
 5. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas. Leningrad: Nedra, 1984, 260 p. (In Russ).
 6. Rykus M.V. Sedimentology of terrigenous hydrocarbon reservoirs. Ufa: World of Press, 2014, 324 p. (In Russ).
 7. Kuzmichev O.B. The capabilities of production logging methods for hydrocarbon field development monitoring. Karotazhnik, 2019, issue 6, P. 53–65. (In Russ).
 8. Aslanyan A.M., Aslanyan I.Yu., Maslennikova Yu.S., Minakhmetova R.N., Soroka S.V., Nikitin R.S., Kanyukov R.R. Detection of behind-casing gas flows using integrated high-precision temperature logging, spectral noise logging, and pulsed neutron logging toolstring. Oil and Gas Territory, 2016, issue 6, P. 52–59. (In Russ).
 9. Syundyukov A.V., Khabibullin G.I., Trofimchuk A.S., Sagitov D.K. A method for maintaining the optimal geometry of induced fracture by regulating the injection mode on low-permeability reservoirs. Oil industry, 2022, issue 9, P. 96–99. (In Russ).
 10. Walcott D. Development and management of fields during flooding. Moscow: Yukos, 2001, 133 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андреева Светлана Васильевна, главный технолог, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: andreevasv-ufa@bnipi.rosneft.ru

Сулейманов Эльдар Дамирович, эксперт, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Кулбаева Диана Рустамовна, главный специалист, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Трофимчук Александр Станиславович, начальник управления, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Хабибуллин Галиаскар Исмагилович, начальник управления, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Грищенко Вадим Александрович, к.т.н., главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПНефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Andreeva Svetlana Vasilevna, chief technologist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: andreevasv-ufa@bnipi.rosneft.ru

Suleymanov Eldar Damirovich, expert, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Kulbaeva Diana Rustamovna, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Trofimchuk Alexander Stanislavovich, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Khabibullin Galiaskar Ismagilovich, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Grishchenko Vadim Alexandrovich, candidate of technical science, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО



23–24 октября 2024 г. ЯКУТСК

НЕДРА ЯКУТИИ. СПЕЦТЕХНИКА.
ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО.
СВЯЗЬ. БЕЗОПАСНОСТЬ

Организаторы:



Выставочная компания
Сибэкспосервис
г. Новосибирск



Выставочная компания
СахаЭкспоСервис
г. Якутск

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

Генеральный информационный партнер

8(383) 3356350, e-mail: vk ses@yandex.ru, www.ses.net.ru