SOCAR

SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ КАРБОНАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАШИРО-ПОДОЛЬСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ БИРСКОЙ СЕДЛОВИНЫ

С. Р. Нуров, Р. Ф. Якупов, В. В. Мухаметшин*, А. Т. Гареев, Л. С. Кулешова, И. А. Фаизов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Increasing the efficiency management of carbonate oil deposits development in the kashiro-podolsk deposits of the birsk saddle

S. R. Nurov, R. F. Yakupov, V. V. Mukhametshin*S, A. T. Gareev, L. S. Kuleshova, I. A. Faizov

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

A B S T R A C T

The article describes a new integrated approach to the analysis and design of carbonate reservoirs of the Kashira-Podolsk deposits development of an oil field confined to the Birskaya saddle. This approach made it possible to obtain results allowing making sound management decisions, as well as optimizing design decisions in the conditions of active involvement of the facility in the development and increasing the oil recovery factor from 0.247 to 0.288 units reserves by the AB1 category. In the future, it is planned to replicate the successful experiences in other fields with a similar geological structure in the north of Bashkortostan.

K E Y W O R D S

Oil fields development;
Carbonates;
Kashir-Podolsk deposits;
Reserves depletion;
Acid fracturing;
Horizontal well.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Современный этап развития нефтяной отрасли России характеризуется интенсивным вводом в активную разработку низкопродуктивных, небольших по размерам залежей нефти, в которых сосредоточены значительные запасы нефти, относящиеся к категории трудноизвлекаемых [1–6].

Особенностями данных объектов являются [7–9]:

- широкое разнообразие их по параметрам, характеризующим геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов;
- широкие интервалы изменения условий залегания;
- низкие значения параметров, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов;
- повышенная геологическая неоднородность по различным параметрам;
- низкие удельные запасы на единицу площади;
- трещиноватость, запечатанность залежей вблизи поверхности водонефтяного контакта и т.д.

Все это является причиной низкой рентабельности добычи нефти и требует особого подхода в управлении при решении различных задач разработки, направленных на снижение себестоимости добываемой продукции [10–17].

При этом, важное значение имеет дифференциация и группирование залежей [18–21] для успешного использования метода аналогий и эффективных практик. При этом решение задач повышения эффективности воздействия на призабойную зону [22–25] и пласт [26–30] необходимо проводить дифференцированно по выделенным группам объектов с целью снижения рисков принятия ошибочных решений из-за широкого разнообразия объектов по геологическому строению [31–34]. Одной из таких перспективных групп объектов, согласно [35–39], являются залежи в карбонатных коллекторах каширо-подольского возраста, находящиеся в пределах Бирской седловины Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Целью работы является создание и обоснование применения научного подхода к эффективному вовлечению в разработку запасов нефти каширо-подольских отложений (КПО) с использованием современных методов исследований. С целью максимального вовлечения запасов нефти месторождения в работе принят и описан подход, который состоит в последовательном выполнении следующих задач:

1. Оценка текущего состояния разработки объекта КПО.
2. Разработка и реализация программы исследований, направленной на доизучение свойств коллектора и систем разработки, в том числе:
   - построение 1D геомеханической модели для оптимизации дизайна кислотного гидроразрыва пласта (КГРП);
   - выявление закономерностей в продвижении фронта вытеснения, в том числе определение направления регионального стресса различными методами.
3. Локализация остаточных извлекаемых запасов

*E-mail: vsh@of.ugntu.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100650

(ОИЗ), повышение эффективности планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ) на довыработку запасов, в том числе проведения переводов на вышележащий горизонт (ПВЛГ) и кислотного гидроразрыва пласта на объекте КПО.

Выполнение поставленных задач позволит сформировать стратегию разработки объекта на краткосрочную и среднесрочную перспективу и использовать технологические решения при проектировании разработки других месторождений.

Методы и материалы

Для многих месторождений Бирской седловины, вступивших в позднюю стадию разработки, характерна тенденция увеличения доли остаточных извлекаемых запасов в карбонатах и снижения доли ОИЗ в терригенных коллекторах. Существенную роль в этом играют новые технологии, позволяющие значительно повысить категорию запасов в карбонатных объектах до промышленных и обеспечить возможность добычи нефти в сложных геологических и технических условиях [40–42].

Основные продуктивные пласты каширо-подольского горизонта C2ks-pd анализируемого месторождения залегают на глубине 811–840 м, средняя нефтенасыщенная толщина составляет 3.3 м, средняя пористость – 0.16 д.ед., средняя проницаемость – 0.035 мкм^2, средняя нефтенасыщенность – 0.75 д.ед., средняя расчлененность – 2.3 д.ед., средняя вязкость нефти в пластовых условиях – 10.8 мПа·с, средняя плотность нефти в поверхностных условиях – 0.869 кг/м^3. Структура пустотного пространства каширо-подольских отложений характеризуется как поровая, в меньшей степени трещиновато-поровая. Общая толщина всей продуктивной пачки пород составляет от 30 до 130 м. В этой пачке выделяется до 30 и более пропластков нефтенасыщенных пород от 0.2 до 7 м с общей суммарной толщиной до 18 м.

В разрезе по запасам преобладают два объекта разработки – терригенная толща нижнего карбона (ТТНК), находящаяся на заключительной стадии, и каширо-подольские отложения, которые активно вовлекаются в разработку.

По состоянию на 01.01.2020 г. доля добычи нефти из карбонатного объекта КПО неуклонно растет. Если в 2015 году доля добычи от добычи всего месторождения составляла всего 12%, то в 2019 г. уже 25%. Как видно, объект КПО на текущий момент является драйвером роста добычи в целом по месторождению.

Необходимо отметить, что из продуктивных пластов каширо-подольского горизонта, вовлеченных в разработку, добыто 36% нефти от начальных извлекаемых запасов промышленной категории. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 0.07 д.ед. Общий действующий фонд, эсплуатирующий КПО, составляет более 900 скважин со средним дебитом нефти 3.6 т/сут, соотношение нагнетательных скважин к добывающим 1:4.

Особенностью разреза каширо-подольских отложений является чередование неизменных малопроницаемых микропоровых прослоев известняков и доломитов, относимых по керну и геофизическим исследованиям скважин (ГИС) к неколлекторам, и вторично преобразованных прослоев известняков и доломитов, являющихся по керну и геофизическим критериям коллекторами, содержащими как нефть, так и воду. Особенностью микропоровых пород являются малые радиусы поровых каналов, соответствующие неколлекторам, но имеющие высокую пористость при низкой проницаемости. За счет вторичных изменений радиусы поровых каналов увеличиваются и впоследствии заполняются водой. С точки зрения насыщения, микропоровый коллектор может содержать как связанную и рыхлосвязанную, так и частично свободную воду. Основные риски – наличие микропоровых прослоев, проявляются в недостижении запускных показателей из-за высокой стартовой обводненности. Так согласно статистике, по скважинам, вскрывшим микропоровые породы, практически одинаковая вероятность получения стартовой обводненности при вводе в эксплуатацию в широком диапазоне от 0 до 80%. По скважинам, не вскрывшим микропоровые пласты, более 40% скважин введены с входной обводненностью менее 20%.

Одной из геологических особенностей объекта является значительная доля запасов категории В2 – 51% от начальных геологических запасов (НГЗ). Несмотря на то, что объект КПО является возвратным и практически полностью вскрыт транзитным фондом скважин, большая их часть не опробована. В среднесрочной песпективе сформирована обширная программа по повышению категорийности запасов с ежегодным приростом не менее 2 % от НГЗ категории В2.

Несмотря на многолетнию историю разработки (месторождение открыто в 1955 г., разрабатывается с 1958 г.), каширо-подольские отложения являются объектом доизучения. В целом вовлеченность в разработку невысокая и составляет 40 % от НГЗ. В дальнейшем, по мере активного вовлечения оставшихся запасов, необходимо создание оптимальной системы разработки с учетом результатов программы исследований и доизучения.

Результаты и обсуждения

По состоянию на 01.01.2021 г. из продуктивных пластов объекта C2ks-pd добыто 36% от начальных извлекаемых запасов нефти. Система разработки сформирована на отдельных участках месторождения как за счет бурения различными сетками скважин, так и за счет переводов скважин с другого горизонта. Плотность сетки скважин в целом по объекту составила 46.9 га. Текущий КИН составил 0.081 при утвержденном 0.206. Всего по объекту перебывали в эксплуатации 1026 скважин.

В целом разработку объекта КПО можно условно разделить на четыре периода: 1960–1975 гг.; 1976–1990 гг.; 1991–2015 гг.; с 2016 года по настоящее время. Первый период связан с бурением и вводом в эксплуатацию первых наклонно-направленных скважин в объеме 130–150 ед. На втором этапе разбуривание не проводилось, система разработки не развивалась. В начале третьего этапа начинается разбуривание объекта первыми горизонтальными скважинами и ввод в эксплуатацию за счет проведения ПВЛГ. Средний запускной дебит новых скважин составлял не более 5 т/сут, дебит вертикальных транзитных скважин не превышал 3 т/сут. При этом темп отбора ОИЗ составлял менее 1 %. В проектно-техническом документе на разработку месторождения, утвержденном в 2017 году, рассмотрена и доказана эффективность системы разработки с горизонтальными скважинами, что позволило обосновать бурение 115 новых скважин с горизонтальным

окончанием.

Проведена оценка текущего состояния разработки на участках с различной плотностью сетки скважин и участках с горизонтальными скважинами (ГС). Участки с сеткой скважин 400×400, 283×283 и участок ГС, пробуренными в 2008 г. имеют схожую динамику выработки запасов, однако участок с ГС вырабатывается более высокими темпами. Бурение ГС по сравнению с традиционными технологиями позволяет в условиях кавернозно-пористого коллектора с высокой неоднородностью обеспечить более высокие темпы отбора за счёт увеличения области дренирования по сравнению с наклонно-направленными скважинами (ННС).

На современном этапе внедрены новые методы освоения – проведение КГРП в наклонно-направленных скважинах и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальных скважинах, что позволило кратно увеличить темп отбора ОИЗ до 3,5%. В период с 2016 по 2020 гг. было пробурено 176 ГС со средним дебитом нефти 24.4 т/сут. Динамика ввода скважин по годам приведена на рисунке 1, средние запускные показатели скважин из бурения – на рисунке 2.

Значительное увеличение эффективности ГС на объекте КПО до 40 т/сут обусловлено переходом на методы освоения скважин при помощи нецементируемых подвесок хвостовиков с внедрением муфт МГРП (преимущественно с 5-6 стадиями). Применение новых подходов в системе заканчивания ГС позволило повысить запускные дебиты нефти в 1.6 раз, коэффициент продуктивности – в 2 раза относительно ГС с открытым стволом. В том числе, высокие запускные показатели удалось достичь и с использованием современных технологий сопровождения бурения скважин (геостиринг) – средняя эффективность проходки по коллектору составила 57%, при этом общая длина горизонтального ствола была увеличена от 300 до 450–500 м. Особой эффективностью отмечаются ГС в зонах уплотняющего бурения с высокой степенью изученности объекта. Таким образом, на текущий момент на объекте формируется комбинированная система разработки бурением ГС с МГРП и организацией очаговоизбирательной системы поддержания пластового давления (ППД) на скважинах транзитного фонда. Принятая стратегия позволяет эффективно вовлекать в активную разработку сложнопостроенный карбонатный объект, кратно увеличить годовую добычу в 2-3 раза и при этом обеспечить равномерную выработку запасов по разрезу.

Текущее состояние разработки КПО можно охарактеризовать следующим образом: объект находится на начальной стадии разработки, растущий профиль добычи достигается за счет применения современных методов заканчивания как вертикальных скважин (проведение КГРП), так и горизонтальных скважин (МГРП). За счет транзитного фонда создается комбинированная система разработки, формируются дополнительные очаги заводнения. Так же основным направлением развития объекта является доизучение карбонатных пластов – сформирована обширная программа опробований запасов категории В2 и реализуется программа доизучения в плане определения регионального стресса, преимущественного направления фильтрации и изучения механических свойств пласта.

В условиях массового проведения КГРП на добывающем фонде и формирования новых элементов разработки путем бурения новых скважин с МГРП актуальной задачей является уточнение направления регионального стресса, преимущественного направления фильтрации жидкости по уже сформировавшимся элементам разработки и изучение механических свойств коллектора. Эти исследования позволят сформировать оптимальную систему разработки с учетом геологических особенностей и наметить мероприятия по совершенствованию процесса разработкина существующих элементах.

В 2019 году разработана программа проведения высокотехнологических геофизических исследований скважин методом акустической шумометрии (АКШ) до и после КГРП в 4-х скважинах, с равномерным охватом площади месторождения.

Метод АКШ позволяет определить как направление естественных трещин, так и направление развития трещин во время стимуляции скважины, что в конечном итоге позволит судить о направлении стресса горных пород. Результаты исследований показали, что преимущественным направлением развития трещин после гидроразрыва пласта является направление ССЗ-ЮЮВ (рис. 3).

Одной из актуальных проблем на начальной стадии разработки является опережающее обводнение («кинжальные» прорывы воды) скважин в условиях карбонатного объекта с развитой сетью естественных трещин. В данных условиях с целью определения преимущественного направления фильтрации, оценки гидродинамической связи между нагнетательной и добывающими скважинами и определением производительности трещин

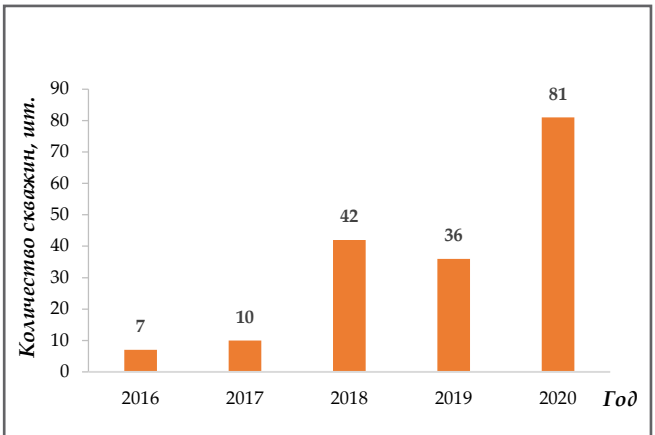

Рис. 1. Динамика ввода новых скважин за период 2016-2020 гг.

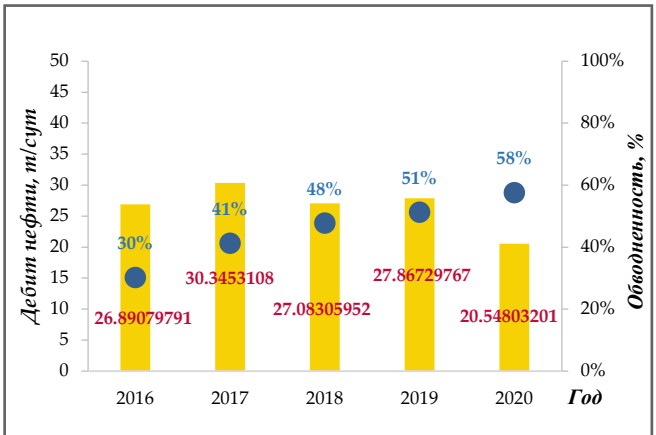

Рис. 2. Средние запускные параметры работы скважин, введенных из бурения за период 2016-2020 гг.

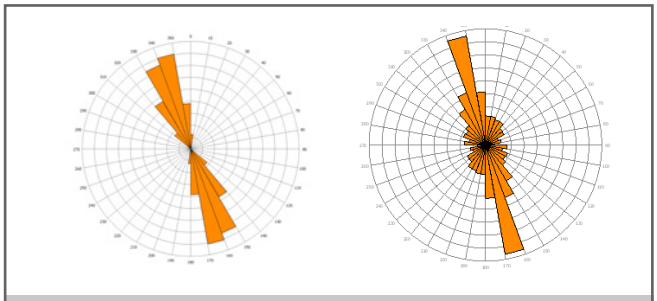

Рис. 3. Направление регионального стресса после ГРП

трассерные исследования являются наглядным источником информации, которые в дальнейшем позволят трансформировать текущую систему разработки с целью минимизации опережающего обводнения скважин.

В период в 2019–2020 гг. проведена закачка трассера (меченой жидкости) в 4 нагнетательные скважины. В качестве индикатора для приготовления меченой жидкости использовался родамин.

По результатам интерпретации трассерных исследований основное направление фильтрации совпадает с направлением регионального стресса – ССЗ-ЮЮВ. Вынос индикатора отмечается во всех окружающих скважинах, что говорит о равномерности охвата скважин. Первичный вынос порций индикатора отмечается на четвертые-пятые сутки после закачки индикатора, что вероятнее всего, характеризует каширо-подольский объект как преимущественно поровым типом коллектора (расстояние до добывающих скважин в среднем 250–300 м).

Каналы низкого фильтрационного сопротивления вносят малый вклад в общий объем фильтрации жидкости. Основным же источником обводнения является вода от закачки.

С учетом выявленных особенностей геологического строения объекта определены основные критерии, которые определяют взаимное расположение нагнетательной и добывающей скважины, оптимальное расстояние между ними, жесткость системы ППД и забойное давление. Все вышеизложенные критерии отражены в матрице принятия решения в процессе организации новых очагов нагнетания (рис. 4). Применение матрицы принятия решений позволило повысить технологическую эффективность переводов скважин в ППД на объекте КПО на 34% (средний прирост от перевода в ППД в 2021 г. составил 4.3 т/сут, в 2020 г. – 3.2 т/сут).

В 2019 г. были проведены исследования геомеханических параметров КПО. В ходе исследований получены данные об упругих (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, скорости распространения ультразвуковых волн) и прочностных параметрах. Исследования проводились на основании общепринятых мировых практик на образцах, отобранных под углом 90° к плоскости напластования с соотношением длины к диаметру 2:1.

Каждый образец изначально сжимается под изостатическим напряжением за счет создания давления в гидравлической камере и приложения эквивалентного осевого напряжения вдоль оси.

Итогом экспериментальной работы стало определение упруго-прочностных свойств (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, предел прочности на сжатие) 178 образцов керна каширо-подольских отложений. Зависимости, полученные в результате исследований, легли в основу геомеханической модели и дизайнов гидроразрыва пласта (ГРП).

На основании проведенных исследований керна были построены устойчивые зависимости «керн-керн», что, в свою очередь, легло в основу 1D геомеханической модели, которая успешно была применена для целей повышения эффективности ГРП, а именно определения и дальнейшей оптимизации фактического дизайна ГРП.

Стоит отметить, что до этого профиль механических свойств породы был изучен недостаточно, строился на основании справочных данных. На рисунке 5 представлена 1D геомеханическая модель на примере одной из скважин. Полученные результаты были импортированы в корпоративный программный комплекс РН-ГРИД с целью выполнения редизайна ГРП. С учетом полученных данных выявлено, что гидравлическая, протравленная полудлина трещины Xf составляет 40–60 м, высота тре-

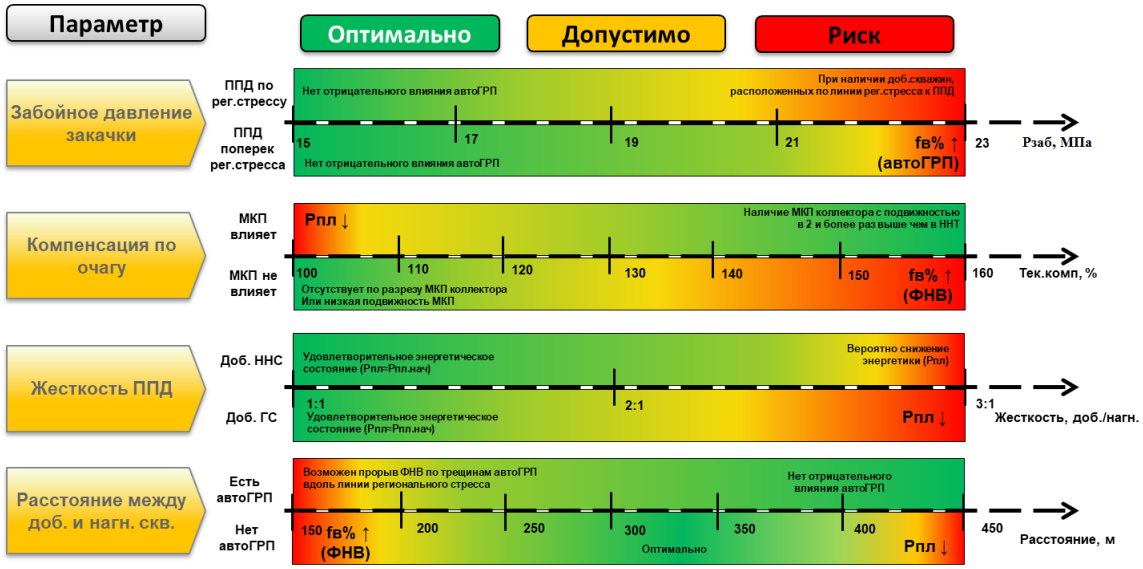

Рис. 4. Матрица принятия решений при организации системы ППД

щины Hf – 40–50 м, таким образом, трещина преимущественно инициализируется в высоту.

Результаты исследования позволили уточнить критерии подбора скважин-кандидатов с учетом наличия в разрезе смежных водонасыщенных пластов и повысить эффективность КГРП на объекте КПО. Так к примеру, высокими рисками преждевременного обводнения отмечены скважины с наличием водонасыщенного пласта в разрезе на расстоянии менее 15 м от целевого интервала для ГТМ – по данным кандидатам предлагается проведение большеобъемной обработки соляной кислотой (БСКО). Данный избирательный подход позволяет повысить эффективность КГРП и в дальнейшей будет применен на схожих по геологическому строению объектам месторождений Бирской седловины.

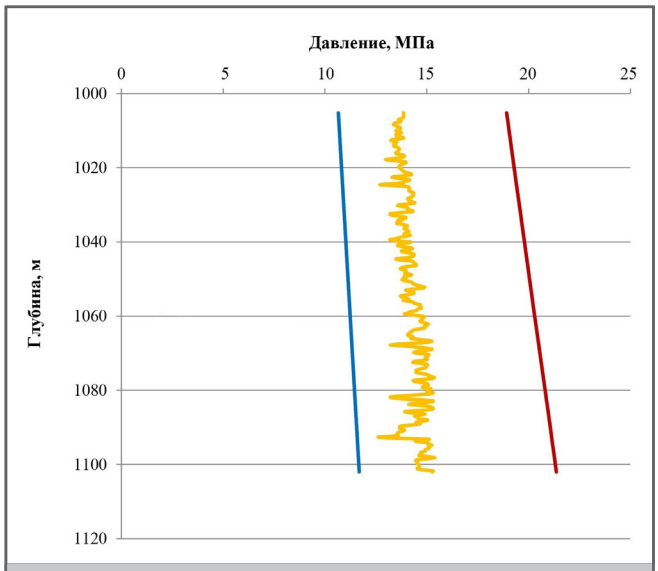

Рис. 5. 1D геомеханическая модель: – вертикальное давление, МПа; – пластовое давление, МПа; – минимальное горизонтальное давление, МПа

Выводы

1. На объекте КПО формируется комбинированная система разработки бурением горизонтальных скважин с МГРП и организацией очагово-избирательной системы ППД на скважинах транзитного фонда. Выбранная стратегия разработки и основные положения действующего проектного документа на разработку объекта позволяют эффективно вовлекать в разработку сложнопостроенный карбонатный объект, кратно увеличивать годовую добычу и при этом обеспечивать равномерную выработку запасов по разрезу.

2. Разработана и реализована программа исследований по доизучению свойств и особенностей объекта разработки КПО: исследований методом АКШ, проведение трассерных исследований, проведение лабораторных исследований для определения прочностных характеристик пласта, построена 1D геомеханическая модель и применена в рамках оптимизации дизайна ГРП для скважин объекта КПО.

3. С учетом особенностей геологического строения объекта сформулированы основные критерии, которые определяют взаимное расположение нагнетательной и добывающей скважин, оптимальное расстояние между ними, жесткость системы ППД и забойное давление. Критерии отражены в матрице принятия решения в процессе организации новых очагов нагнетания, применение которой позволило существенно повысить технологическую эффективность переводов скважин в ППД на объекте КПО в 1.4 раза.

4. В целом, эффективность проведенных исследований отражается в повышении успешности КГРП – позволило снизить на 20 % долю неуспешных мероприятий по причине преждевременного обводнения от пластовой воды и увеличить дополнительную добычу за счет снижения темпов падения на 15 % при формировании дополнительных очагов заводненния с учетом регионального стресса и преимущественного направления фильтрации.

5. Применение описанного в работе подхода позволит увеличить КИН по объекту с 0.247 до 0.288 д.ед. по категории запасов АВ1. Проведенные исследования позволили оптимизировать проектные решения в условиях активного вовлечения объекта в разработку.

6. Полученные результаты являются основой принятия управляющих решений, направленных на повышение рентабельности разработки низкопродуктивных залежей с труднозивлекаемыми запасами.

Литература

1. Эдер, Л. В., Конторович, А. Э., Филимонова, И. В. и др. (2018). Нефтяная промышленность России: смена институциональной парадигмы. Материалы XII международной научной конференции по институциональной экономике «Новые институты для новой экономики». *Казань: Познание.*

2. Дмитриевский, А. Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.

3. Юдин, Е. В., Губанова, А. Е., Краснов, В. А. (2018). Метод оценки интерференции скважин с использованием данных технологических режимов их эксплуатации. *Нефтяное хозяйство*, 8, 64–69.

4. Стабинскас, А. П., Султанов, Ш. Х., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Эволюция жидкости гидроразрыва пласта: от гуаровых систем к синтетическим геллирующим полимерам. *SOCAR Proceedings*, SI2, 172-181.

5. Шмаль, Г. И. (2017). Нефтегазовый комплекс в условиях геополитических и экономических вызовов: проблемы и пути решения. *Нефтяное хозяйство*, 5, 8-11.

6. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672–1685.

7. Шустер, В. Л., Пунанова, С. А., Самойлова, А. В., Левянт, В. Б. (2011). Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, 2, 26-33.

8. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

9. Конторович, А. Э., Бурштейн, Л. М., Лившиц, В. Р., Рыжкова, С. В. (2019). Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века. Вестник Российской академии наук, 89(11), 1095-1104.

10. Mardashov, D., Islamov, S., Nefedov, Y. (2020). Specifics of well killing technology during well service operation in complicated conditions. *Periodico Tche Quimica*, 17(34), 782–792.

11. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.

12. Сергеев, В. В., Шарапов, Р. Р., Кудымов, А. Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве*, 12(2), 100–107.

13. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V.V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. Energies, 14(3), 654, 1-15.

14. Leusheva, E., Morenov, V., Tabatabaee, M. S. (2020). Effect of carbonate additives on dynamic filtration index of drilling mud. *International Journal of Engineering, Transactions B: Applications*, 33(5), 934–939.

15. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

16. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шещдиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

17. Котлов, С. Н., Шамшев, А. А. (2019). Численное геофильтрационное моделирование горизонтальных дренажных скважин. *Горный информационно-аналитический бюллетень*, 6, 45–55.

18. Мухаметшин, В. Ш., Кулешова, Л. С., Сафиуллина, А. Р. (2021). Группирование и выделение залежей нефти в карбонатных коллекторах по продуктивности на стадии проведения геолого-разведочных работ. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 332(12), 43–51.

19. Shcherbakov, G., Yakovlev, A., Groman, A., Maltcev, A. (2019, October). The development of chemical stimulation method trends in sandstone reservoirs. SPE-196992-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineering*.

20. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

21. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

22. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

23. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

24. Рабаев, Р. У., Чибисов, А. В., Котенев, А. Ю. и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

25. Sharifov, A. R., Perets, D. S., Zhdanov, I. A., et al. (2020, October). Tool for operational well stock management and forecasting. SPE-201927-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineering.*

26. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий,

направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(8), 30–36.

27. Хайрединов, Н. Ш., Попов, А. М., Мухаметшин, В. Ш. (1992). Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*, 9, 18–20.

28. Хасанов, М. М., Шагиахметов, А. М., Осадчий, Д. Е., Смирнов, В. А. (2021). Обоснование систем разработки и их технологических параметров в условиях освоения трудноизвлекаемых запасов. *Нефтяное хозяйство*, 12, 39-43.

29. Хузин, Р. Р., Андреев, В. Е., Мухаметшин, В. В. и др. (2021). Влияние гидравлического сжатия пласта на фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов. *Записки Горного института*, 251(3), 688-697.

30. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

31. Jamali, A., Ettehadtavakkol, A. (2017). Application of capacitance resistance models to determining interwell connectivity of large-scale mature oil fields. *Petroleum Exploration and Development*, 44(1), 132–138.

32. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

33. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

34. Sayarpour, M., Kabir, C. S., Lake, L.W. (2009). Field applications of capacitance-resistance models in waterfloods. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 12(6), 853–864.

35. Rzayeva, S. J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.

36. Симонов, М. В., Пенигин, А. В., Маргарит, А. С. и др. (2019). Методология построения метамоделей и перспективы их применения для решения актуальных задач нефтяного инжиниринга. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти, 2(12), 48-53.

37. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.

38. Андреев, А. В., Мухаметшин, В. Ш., Котенёв, Ю. А. (2016). Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. SOCAR Proceedings, 3, 40–45.

39. Конторович, А. Э., Лившиц, В. Р. (2017). Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций (на примере Волго–Уральской провинции). Геология и геофизика, 58 (12), 1835–1852.

40. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

41. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

42. Brown, M., Ozkan, E., Raghavan, R., Kazemi, H. (2011). Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(06), 663–676.

References

1. Eder, L. V., Kontorovich, A. E., Filimonova, I. V., et al. (2018). Oil industry of Russia: the institutional paradigm change. The Russian oil industry: Changing the Institutional Paradigm. New Institutions for a New Economy: Proceedings of the XII International Scientific Conference on Institutional Economics. ***Kazan: Poznanie.***

2. Dmitrievsky, A. N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the Russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.

3. Yudin, E. V., Gubanova, A. E., Krasnov, V. A. (2018). Method for estimating the wells interference using field performance data. *Oil Industry*, 8, 64–69.

4. Stabinskas, A. P., Sultanov, Sh. Kh., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Evolution of hydraulic fracturing fluid: from guar systems to synthetic gelling polymers. *SOCAR Proceedings*, SI2, 172-181.

5. Shmal, G. I. (2017). Oil and gas complex in response to geopolitical and economic challenges: problems and solutions. *Oil Industry*, 5, 8-11.

6. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373–1384.

7. Shuster, V. L., Punanova, S. A., Samoilova, A. V., Leviant, V. B. (2011). Problems of searching and exploring for commercial oil and gas accumulations in fracture-cavernous massive rocks of pre-jurassic complex of West Siberia. *Russian Oil and Gas Geology*, 2, 26-33.

8. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L.S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

9. Kontorovich, A. E., Burshtein, L. M., Livshits, V. R., Ryzhkova, S. V. (2019). Main directions of development of the oil complex of Russia in the first half of the twenty-first century. *Herald of the Russian Academy of Sciences*, 89(6), 558-566.

10. Mardashov, D., Islamov, S., Nefedov, Y. (2020). Specifics of well killing technology during well service operation in complicated conditions. *Periodico Tche Quimica*, 17(34), 782–792.

11. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.

12. Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Yu., et al. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100–107.

13. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V.V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.

14. Leusheva, E., Morenov, V., Tabatabaee, M. S. (2020). Effect of carbonate additives on dynamic filtration index of drilling mud. *International Journal of Engineering, Transactions B: Applications*, 33(5), 934–939.

15. Kuleshova, L. S., Fattakhov, I. G., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2021). Experience in conducting multi-zone hydraulic fracturing on the oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

16. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

17. Kotlov, S. N., Shamshev, A. A. (2019). Numerical geo-flow modeling of horizontal drainage holes. *Mining informational and analytical bulletin*, 6, 45–55.

18. Mukhametshin, V. Sh., Kuleshova, L. S., Safiullina, A. R. (2021). Grouping and determining oil reservoirs in carbonate reservoirs by their productivity at the stage of geological exploration. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332(12), 43–51.

19. Shcherbakov, G., Yakovlev, A., Groman, A., Maltcev, A. (2019, October). The development of chemical stimulation method trends in sandstone reservoirs. SPE-196992-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineering*.

20. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

21. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

22. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

23. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

24. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

25. Sharifov, A. R., Perets, D. S., Zhdanov, I. A., et al. (2020, October). Tool for operational well stock management and forecasting. SPE-201927-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineering*.

26. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E. (2018). Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering,* 329(8), 30–36.

27. Khayredinov, N. Sh., Popov, A. M., Mukhametshin, V. Sh. (1992). Increasing the flooding efficiency of poor-producing oil deposits in carbonate collectors. *Oil Industry*, 9, 18–20.

28. Khasanov, M. M., Shagiakhmetov, A. M., Osadchy, D. E., Smirnov, V. A. (2021). Substantiation of development systems and their technological parameters in the conditions of production of hard-to-recover reserves of oil-gas-condensate field. *Oil Industry*, 12, 39-43.

29. Khuzin, R. R., Andreev, V. E., Mukhametshin, V. V., et al. (2021). Influence of hydraulic compression on porosity and permeability properties of reservoirs. *Journal of Mining Institute*, 251(3), 688-697.

30. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

31. Jamali, A., Ettehadtavakkol, A. (2017). Application of capacitance resistance models to determining interwell connectivity of large-scale mature oil fields. *Petroleum Exploration and Development*, 44(1), 132–138.

32. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

33. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

34. Sayarpour, M., Kabir, C. S., Lake, L.W. (2009). Field applications of capacitance-resistance models in waterfloods. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 12(6), 853–864.

35. Rzayeva, S. J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings,* 2, 38-44.

36. Simonov, M. V., Penigin, A. V., Margarit, A. S., et al. (2019). Methodology of surrogate Models (MetaModels) and their prospects for solving petroleum engineering challenges. *PROneft. Professionals about oil*, 2(12), 48-53.

37. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.

38. Andreev, A. V., Mukhametshin, V. Sh., Kotenev, Yu. A. (2016). Deposit productivity forecast in carbonate reservoirs with hard to recover reserves. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.

39. Kontorovich, A. E., Livshits, V. R. (2017). New methods of assessment, structure, and development of oil and gas resources of mature petroleum provinces (Volga-Ural province). *Russian Geology and Geophysics*, 58 (12), 1453-1467.

40. Grishchenko, V. A., Gareev, R. R., Tsiklis, I. M., et al. (2021). Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

41. Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-propant treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

42. Brown, M., Ozkan, E., Raghavan, R., Kazemi, H. (2011). Practical solutions for pressure-transient responses of fractured horizontal wells in unconventional shale reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 14(06), 663–676.

Повышение эффективности управления разработкой карбонатных залежей нефти в Каширо-Подольских отложениях Бирской седловины

С.Р. Нуров, Р.Ф. Якупов, В.В. Мухаметшин, А.Т. Гареев, Л.С. Кулешова, И.А. Фаизов
Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

В статье описывается новый комплексный подход анализа и проектирования разработки карбонатных коллекторов каширо-подольских отложений нефтяного месторождения, приуроченного к Бирской седловине. Применение данного подхода позволило получить результаты, использование которых позволяет принимать обоснованные управляющие решения, а также оптимизировать проектные решения в условиях активного вовлечения объекта в разработку и увеличить коэффициент извлечения нефти с 0.247 до 0.288 д.ед. по категории запасов АВ1. В перспективе планируется тиражирование успешного опыта на других месторождениях севера Башкортостана со схожим геологическим строением.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений; карбонаты; каширо-подольские отложения; выработка запасов; кислотный гидроразрыв пласта; горизонтальная скважина.

Birsk yəhərinin Kashiro-Podolsk çöküntülərinin karbonatlı neft yataqlarının işlənməsinin idarə edilməsinin səmərəliliyinin artırılması

S. R. Nurov, R. F. Yakupov, V. V. Muxametşin, A. T. Gareyev, L. S. Kuleşova, İ. A. Faizov
Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalədə Birs yəhərinə aid neft yatağının Kasir-Podolsk çöküntülərinin karbonatlı kollektorlarının təhlili və işlənməsinin layihələndirilməsində yeni kompleks yanaşma təqdim edilmişdir. Bu yanaşmanın tətbiqi əsaslandırılmış idarəetmə qərarlarını qəbul etməyə, həmçinin obyektin işlənməyə aktiv cəlb edilməsi şəraitində layihə qərarlarını optimallaşdırmağa və neft hasilatı əmsalını AV1 ehtiyatları kateqoriyasına əsasən 0.247-dən 0.288-ə qədər artırmağa imkan verən nəticələr əldə etməyə şərait yaratmışdır. Uğurlu təcrübənin gələcəkdə Başqırdıstanın şimalında yerləşən oxşar geoloji quruluşa malik digər yataqlarında da tirajlanması planlaşdırılır.

Açar sözlər: neft yataqlarının işlənməsi; karbonatlar; Kaşir-Podolsk çöküntüləri; ehtiyatların hasilatı; layın turşu ilə hidroyarılması; üfiqi quyu

.