

УДК 622.276.6

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ
ПРИМЕНЯЕМЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ
НА ЮЖНО-СОТЧЕМЬЮСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**



**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT AND
THE EFFICIENCY OF THE APPLIED GEOLOGICAL AND
TECHNICAL MEASURES ON THE YUZHNO-SOTCHEMYUSKOE OIL FIELD**

Петрушин Евгений Олегович

начальник нефтепромысла номер 1,

АО «ННК – Печоранефть»

eopetrushin@yahoo.com

Аннотация. Призабойная зона пласта является одной из главных составляющих в гидродинамической системе «пласт – скважина». Уменьшение поперечного сечения ПЗП по ряду причин ведёт к увеличению скорости фильтрации и, как следствие, к увеличению фильтрационных сопротивлений, на преодоление которых энергии пласта будет расходоваться всё больше и меньше на поднятие флюида от забоя до устья скважины. Это в свою очередь будет способствовать раннему внедрению насосного способа эксплуатации скважин и увеличению себестоимости добычи. В целях снижения фильтрационных сопротивлений необходимо осуществлять мероприятия по воздействию на ПЗП для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины и увеличения системы трещин или каналов с целью облегчения притока и снижения энергетических потерь в этой ограниченной области пласта. В статье проведён анализ применяемых ГТМ на Южно-Сотчемьюском нефтяном месторождении. Указано, что основные направления по интенсификации добычи нефти на месторождении связаны с проведением комплексной ОПЗ и ремонтно-изоляционных работ.

Ключевые слова: геолого-промысловая характеристика месторождения; общие сведения о месторождении, тектоника и стратиграфия; характеристика продуктивных отложений; свойства и состав пластовых флюидов; характеристика текущего состояния разработки месторождения; необходимость проведения ГТМ; анализ эффективности применяемых ГТМ.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Head of Oil Industry number 1,

«NNK – Pechoranefit» JSC

eopetrushin@yahoo.com

Annotation. The bottomhole formation zone is one of the main components in the reservoir-well hydrodynamic system. For a number of reasons, a decrease in the cross-section of the bottomhole zone leads to an increase in the filtration rate and, as a result, to an increase in the filtration resistance, to overcome which the formation energy will be spent more and less to lift the fluid from the bottom to the wellhead. This, in turn, will contribute to the early introduction of the pumping method of well operation and an increase in the cost of production. In order to reduce filtration resistance, it is necessary to carry out measures to influence the bottomhole zone to increase permeability, improve communication with the wellbore and increase the system of fractures or channels in order to facilitate inflow and reduce energy losses in this limited area of the reservoir. The article analyzes the applied geological and technical measures on the Yuzhno-Sotchemyuskoe oil field. It is indicated that the main directions for the intensification of oil production at the field are associated with the implementation of a comprehensive bottom hole treatment and repair and insulation works.

Keywords: geological and commercial characteristics of the deposit; general information about the deposit, tectonics and stratigraphy; characteristics of productive deposits; properties and composition of reservoir fluids; description of the current state of field development; need for geological and technical measures; analysis of the effectiveness of applied geological and technical measures.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Южно-Сотчемьюское нефтяное месторождение находится на территории Печорского района Республики Коми, в 120 км на юго-запад от административного центра г. Печора.

В непосредственной близости от Южно-Сотчемьюского нефтяного месторождения разрабатываются Сотчемьюское и Северо-Ираельское нефтяные месторождения, приуроченные к Талыйю-Аресской группе поднятий.

Территориально Южно-Сотчемьюское месторождение расположено в пределах южной части Печорской низменности в пределах бассейна крупной реки Печоры и её притока реки Кожва.

Характеристика продуктивных отложений

В пласте Φ_0 задонского горизонта установлена одна залежь нефти, выявленная в апреле 2010 года в поисковой скважине № 4, пробуренной в сводовой части Южно-Сотчемьюской структуры.

Залежь пласта Φ_0 D_{3zd}, залегающая на глубинах 1774–1840 м, приурочена к карбонатным отложениям, облекающим рифогенную постройку ухтинского возраста. Покрышкой для залежи пласта Φ_0 являются глинистые породы репера «Г» (региональный флюидоупор), толщина которых по площади изменяется от 35 до 40 м.

Литологически разрез продуктивного пласта Φ_0 задонского горизонта представлен известняками плотными, неравномерно кавернозными и трещиноватыми, с редкими маломощными прослойками известняков тонкопористых. Коллекторами являются известняки трещинно-кавернозно-порового и кавернозно-трещинного типов. Нефтепроявления (примазки и выпоты нефти, запах углеводородов) отмечаются по открытым трещинам и кавернам, а также по тонкопористым участкам пород.

ВНК по залежи с учётом данных ГИС и опробования принят на абсолютной отметке – 1674,0 м. Результаты освоения эксплуатационных скважин подтверждают отметку ВНК.

Нефтяная залежь массивного типа. В принятом контуре нефтеносности размеры залежи составляют 4,11,6 (2,6) км, высота – около 42 м.

Абсолютная отметка глубины залегания кровли пласта изменяется от – 1630,4 м (в скважине № 401) до – 1655,6 м (в скважине № 403).

Эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивных коллекторов – от 8,0 м (в скважине № 403) до 27,5 м (в скважине № 4). Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 7,8 м.

Продуктивными отложениями на Южно-Сотчемьюском нефтяном месторождении являются карбонатные отложения фаменского яруса верхнего девона – пласт Φ_0 задонского горизонта.

Керн на месторождении отобран в двух скважинах из продуктивного пласта Φ_0 , в основном, из плотной части разреза, имеет низкие фильтрационно-емкостные свойства и не характеризует полный диапазон изменения ФЕС коллекторов данного пласта.

Полученные по данным керна из пласта Φ_0 петрофизические параметры не характеризуют все типы коллекторов и степень их изменения, что делает невозможным построение достоверных петрофизических зависимостей по керну Южно-Сотчемьюского месторождения. Следует отметить, что коллекторы представлены известняками со сложным строением пустотного пространства: присутствуют каверны, поры, трещины, что вносит определённые погрешности в измеряемые по керну (особенно на образцах малого диаметра) физические величины.

Поэтому при анализе типов коллекторов пласта Φ_0 Южно-Сотчемьюского месторождения и оценке граничных значений «коллектор – неколлектор» из-за отсутствия собственных достоверных исследований использовались данные пласта-аналога соседнего Северо-Израильского месторождения, по которому освещённость керном достаточная и исследования проведены в полном объёме.

По данным анализов керна на Северо-Израильском месторождении выделены 3 вида пород-коллекторов по типу порового пространства и для каждого вида получены граничные значения и основные петрофизические зависимости:

- 1) средне- и высокоёмкие коллекторы порово-кавернового типа;
- 2) коллекторы порово-каверново-трещинного типа;
- 3) низкоёмкие коллекторы каверново-трещинного типа.

Детальный анализ керна, отобранного из пласта Φ_0 D_{3zd} в скважинах № 4 и 401 Южно-Сотчемьюского месторождения, показал, что полноразмерные образцы керна характеризуются наличием мелких и крупных каверн, а также наличием трещин с кавернами. Коллекторы по керну относятся, в основном, к третьему каверново-трещинному типу и характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) пласта Φ_0 на Южно-Сотчемьюском месторождении проводились при ГРП (в поисковой скважине № 4) и в процессе их освоения и эксплуатации (в скважинах № 401, 402 и 403).

Цель проведённых гидродинамических исследований – определение фильтрационных характеристик коллекторов (проницаемости, гидропроводности, пьезопроводности, коэффициента продуктивности), добычных возможностей скважины и оценка текущего состояния призабойной зоны пласта (скин-фактора).

Исследования пласта Φ_0 проводились в скважинах № 4, 401, 402 и 403. Всего по пласту Φ_0 проведено 8 ГДИС, из которых 3 исследования – на стационарных (индикаторные диаграммы) и 5 исследований – на нестационарных режимах (КВД).

По результатам индикаторных диаграмм, проведённых в пласте Φ_0 , проницаемость изменяется от 0,117 до 8,74 мкм², составляя в среднем 3,322 мкм². По результатам КВД проницаемость в пласте Φ_0 изменяется от 0,854 до 20,1 мкм², составляя в среднем 9,064 мкм².

По продуктивному пласту Φ_0 сопоставление данных, полученных различными методами исследования, показывает их недостаточно хорошую сходимость, что может быть связано с недоизученностью карбонатных отложений задонского горизонта, коллекторы которого характеризуются порово-каверновым, порово-каверново-трещинным и каверново-трещинным типами пористости.

Исследованный керн характеризует, в основном, уплотнённую часть разреза пласта Φ_0 . При интерпретации ГИС использовались петрофизические зависимости, полученные для пласта-аналога соседнего Северо-Израильского месторождения. При проведении ГДИС для получения более точной информации в коллекторах со сложной структурой порового пространства необходимо использовать более чувствительную аппаратуру.

При проектировании по пласту Φ_0 приняты значения коэффициентов пористости K_p и нефтенасыщенности K_n , рассчитанные по ГИС.

Краткая геолого-физическая характеристика залежи нефти продуктивного пласта Φ_0 D_{3zd} задонского горизонта Южно-Сотчемьюского месторождения представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика залежи

Параметры	Пласт Φ_0 D _{3zd}
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	-1632
Тип залежи	сводовая, массивная
Тип коллектора	трещинно-каверново-поровый
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м ²	5609
Средняя общая толщина, м	57,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,8
Пористость, %	8,0
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,81
Проницаемость (керн / ИД / КВД), мкм ²	0,18/3,3/9,1
Проницаемость принятая, мкм ²	0,120
Расчленённость, ед.	11,3
Начальная пластовая температура, °С	57,3
Начальное пластовое давление, МПа	18,7
Абсолютная отметка ВНК, м	-1674
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,8
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,611

Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Южно-Сотчемьюское нефтяное месторождение открыто в 2010 году и в том же году введено в разработку.

В пределах месторождения выявлена одна нефтяная залежь в карбонатных отложениях пласта Φ_0 D_{3zd}.

Характеристика текущего состояния разработки месторождения приводится по состоянию на 01.01.2023 г.

В промышленной разработке находился один объект – залежь Φ_0 D_{3zd} задонского горизонта.

Фактические годовые отборы нефти расходятся с проектными показателями за весь анализируемый период.

В 2018 году фактическая добыча нефти (41,2 тыс. тонн) выше проектной (17,5 тыс. тонн) на 23,7 тыс. тонн (135,4 %), фактический годовой отбор жидкости (54,2 тыс. тонн) выше проектного значения (19 тыс. тонн) на 35,2 тыс. тонн. Обводнённость добываемой продукции составляла 24,0 % при проектной величине 7,9 %.

Превышение фактических показателей разработки над проектными объясняется более высокими дебитами скважин по нефти и жидкости, чем было предусмотрено проектом пробной эксплуатации 2010 года, за счёт более высоких продуктивных характеристик пласта.

В 2019 году фактические показатели разработки по добыче нефти находятся в пределах допустимых отклонений. По добыче жидкости фактические показатели выше проектных на 17,1 %. Причина отклонений фактических и проектных показателей по жидкости связана с более высоким дебитом жидкости новой скважины (проект – 30 тонн/сут., факт – 64,8 тонн/сут.) и более высокой обводнённостью новой скважины (проект – 20 %, факт – 79 %).

Высокая обводнённость новой скважины № 403 объясняется тем, что первоначально были перфорированы нижние интервалы 2343,5–2345 м (а.о. – 1671,7–1673,1) вблизи ВНК – 1674 м.

В конце января 2020 года в скважине № 403 нижние интервалы изолированы и проперфорирован вышележащий интервал 2336–2339 м (а.о. – 1664,8–1667,6 м). Обводнённость скважины снизилась до 4 %.

Отклонения от проектных уровней добычи нефти в 2020 и 2021 гг. находились в пределах допустимых и составляли соответственно 14,0 и 18,6 %. По добыче жидкости фактические показатели (94,4 тыс. тонн) ниже проектных значений (98,7 тыс. тонн) на 4,4 % в связи с более низкой обводнённостью по переходящим скважинам, чем было предусмотрено действующим проектом.

По проекту предполагалось проведение 1 ГТМ по дострелу скважины и 2 ОПЗ. Фактически проведено 3 дострела по двум скважинам (№ 403 и 404) с обработкой СКО и изоляцией обводнённых интервалов. Суммарная дополнительная добыча нефти от ГТМ в 2020–2021 гг. составила 7,9 тыс. тонн, что выше проектной (0,6 тыс. тонн) на 7,3 тыс. тонн.

В 2021 году несмотря на то, что добывающий фонд меньше проектного на одну скважину, годовая добыча нефти выше проектной на 6,9 тыс. тонн (18,6 %), что связано с более высокими дебитами нефти переходящих скважин (проект – 17,4 тонн/сут., факт – 24,8 тонн/сут.). Кроме того, фактическая обводнённость скважин в 2018 году значительно ниже проектной (на 16 %). Превышение дебитов нефти над проектными и более низкая обводнённость связана с проведением изоляционных работ в скважине № 404 в мае 2021 года и дострелом верхней части коллектора, в результате которых обводнённость по скважине снизилась с 91 до 0 %, а прирост дебитов нефти составил 42,8 тонн/сут.

Фактический уровень добычи нефти в 2018 году значительно превышает проектный (на 26,4 тыс. тонн), отклонение от проекта 154,6 %. Это связано с тем, что в 2019 году пробурено 3 скважины (№ 405, 406 и 407), при том, что бурение на этот год не планировалось; в результате фонд скважин на 2 ед. превысил проектный.

Кроме того, превышение проектных уровней добычи нефти связано с тем, что среднегодовые дебиты нефти выше проектных в 2,4 раза: $Q_{нефти}^{проект} = 8,2$ тонн/сут., $Q_{нефти}^{факт} = 19,3$ тонн/сут., в т.ч. превышение наблюдается и по переходящим скважинам.

Фактический годовой отбор жидкости равен 143,6 тыс. тонн, отклонение от проекта (152,9 тыс. тонн) составило 6,1 %, при этом по переходящему фонду добыча жидкости в 1,5 раза ниже проектной (проект 152,9 тыс. тонн, факт 106,9 тыс. тонн). Незначительные отклонения по жидкости связаны с достаточно высокой обводнённостью вновь пробуренных трёх новых скважин (73,8 %). В 2019 году обводнённость продукции ниже проектной на 19,1 % и составляет 69,7 % (по проекту 88,8 %).

На 01.01.2023 г. накопленная добыча нефти 226 тыс. тонн превышает проектную на 39 тыс. тонн (или на 20,7 %). Накопленная добыча жидкости ниже проектной на 52 тыс. тонн (отклонение – 9,6 %).

Таким образом, в 2020–2021 гг. месторождение характеризует допустимый уровень отклонений от проектных уровней добычи нефти. Более высокие уровни добычи нефти связаны с более высоким, чем по проекту, объёмом ГТМ, направленным на увеличение производительности фонда. В 2022 году фактический уровень добычи нефти значительно (на 154,6 %) превышает проектный, что связано с бурением трёх скважин, превышением фонда над проектным на 2 скважины, а также более низкой обводнённостью продукции.

По состоянию на 01.01.2023 г. на Южно-Сотчемьюском месторождении пробурено 8 скважин: 1 – поисковая и 7 – эксплуатационных.

В марте 2020 года закончено бурение эксплуатационной скважины № 404, скважина введена в эксплуатацию 05 мая 2020 года. В 2022 году пробурены 3 скважины № 405, 406 и 407. Скважина № 405 введена в эксплуатацию в марте 2022 года, скважина № 406 введена в сентябре 2022 года и скважина № 407 – в октябре 2022 года.

Все скважины находятся в действующем добывающем фонде.

За небольшой период эксплуатации месторождения максимальный годовой отбор нефти 44,1 тыс. тонн достигнут в 2021 году, максимальный отбор жидкости 143,6 тыс. тонн достигнут в 2022 году. В эксплуатации находились 8 скважин (№ 4, 401, 402, 403, 404, 405, 406 и 407).

Добыча нефти за рассматриваемый период характеризуется как стабильная на уровне 40 тыс. тонн ежегодно.

С начала разработки месторождения наблюдается быстрый рост содержания воды в добываемой продукции скважин. Это происходит, во-первых, в результате быстрого подхода подошвенных вод, что может быть связано с наличием в коллекторе развитой вертикальной трещиноватости. Во-вторых, высокая обводнённость скважин (60–80 %) с начала эксплуатации (скважины № 403 и 407) или через 1–3 месяца после ввода в работу (скважины № 404, 405, 406 и 408) может быть связана с наличием заколонных перетоков, что подтверждено результатами ПГИС в скважине № 405. Кроме того, по результатам АКЦ по всем скважинам отмечается плохое цементирование затрубного пространства.

Добыча жидкости растёт, начиная с 2014 года, при стабильных ежегодных отборах нефти. Скачок по добыче в 2022 году вызван вводом трёх высокодебитных скважин из эксплуатационного бурения. Скважины, введённые в 2022 году, работали с дебитами по нефти от 6 до 39 тонн/сут., по жидкости – 45–175 тонн/сут.

За 2022 год среднегодовые дебиты по нефти и жидкости составили соответственно 19,6 тонн/сут. и 64,5 тонн/сут., среднегодовая обводнённость продукции 69,7 %.

Дебиты жидкости по скважинам распределены в интервале от 8 тонн/сут. (скважина № 401) до 105 тонн/сут. Наиболее высокодебитные по жидкости на 01.01.2023 г. 3 скважины (скважины № 405, 406 и 407), введённые в работу в 2022 году.

В декабре 2022 года все скважины работали с обводнённостью более 30 %, половина действующего фонда обводнена свыше 80 %.

Разработка залежи Φ_0 ведётся на естественном режиме. Начальное пластовое давление, пересчитанное на ВНК (а.о. – 1674 м), составляет 18,7 МПа.

Необходимость проведения ГТМ

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – работа по интенсификации добычи нефти и газа путём воздействия на продуктивные пласты (восстановление или увеличение проницаемости, охват пласта притоком и закачкой; регулирование депрессии, отборов жидкости; изоляция обводнённых пластов и их интервалов) и применения технико-технологических способов улучшения условий транспортирования нефти с забоя на устье скважины.

Необходимость проведения ГТМ обуславливается всем технологическим процессом вскрытия и освоения продуктивного пласта, эксплуатации скважин в различных гидро- и термодинамических (изменение давления и температуры в пласте и стволе) условиях, восполнения пластовой энергии (заводнение различными по химическому

составу и степени подготовки водами, применение новых методов увеличения нефтеотдачи) и т.д.

До вскрытия бурением продуктивный пласт находится в относительно равновесном состоянии. После вскрытия бурением продуктивного пласта по всей его толщине вокруг ствола скважины образуется призабойная зона пласта (ПЗП). Размеры ПЗП изменяются от долей метров до десятков метров. В этой зоне и возникают различные явления, зависящие от геолого-физической характеристики коллектора, физико-химических свойств насыщающих его жидкостей и способа воздействия на пласт в процессе вскрытия и эксплуатации скважины.

Форма, размеры и гидродинамические параметры (проницаемость, коэффициент продуктивности) ПЗП, постоянно изменяющиеся в процессе эксплуатации скважины, определяют степень совершенства гидравлической связи скважины с пластом и значительно влияют на её производительность.

В большинстве случаев продуктивные пласты вскрывают с применением промывочных жидкостей на водной основе. Такие же жидкости используют и при вскрытии пласта перфорацией, при освоении скважин и проведении ремонтных работ. Таким образом, продуктивный пласт многократно подвергается воздействию промывочной жидкости, поэтому естественная проницаемость ПЗП ухудшается.

Ухудшение проницаемости ПЗП происходит и при эксплуатации скважин. Из-за интенсивного выделения растворенного газа и снижения давления и температуры в призабойных зонах выпадают твёрдые частицы карбоната кальция, сульфата кальция и бария, т.е. образуются отложения неорганических солей. Этому же способствуют современные методы разработки нефтяных месторождений с широким внедрением интенсивных систем заводнения и с применением поверхностных пресных и сточных вод для поддержания пластового давления. В этих условиях отложение неорганических солей происходит и на подземном оборудовании. Особенно интенсивное отложение солей наблюдается при механизированных способах добычи нефти, т.к. именно этими способами добывается наиболее обводнённая продукция.

Солевые отложения значительно осложняют эксплуатацию скважин, оборудованных установками погружных центробежных электронасосов (УЭЦН). Например, на поверхностях электронасосов иногда образуется камнеобразный осадок, толщина которого достигает 1 мм. Такие явления нарушают теплообмен, приводят к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выхода насоса из строя.

В скважинах, оборудованных установками скважинных штанговых насосов (УСШН), ниже приёма насоса образуются солевые пробки, высота которых иногда достигает 500 м и более; при этом внутренний диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ) сужается на 10–12 мм. Солевые отложения полностью выводят из строя насосы, приводят к частому обрыву насосных штанг, порче НКТ и другим осложнениям. Всё это на продолжительное время нарушает нормальный режим работы нефтяных скважин и приводит к потере добычи нефти.

Взвешенные твёрдые частицы и эмульгированная нефть, различные микроорганизмы и водоросли, содержащиеся в закачиваемых водах, загрязняют поверхность фильтрации, закупоривают поровые каналы продуктивного пласта и снижают приемистость водонагнетательных скважин.

Заводнение продуктивных пластов иногда сопровождается появлением в них сероводорода, связанного с деятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

СВБ восстанавливают сульфаты воды до сероводорода. СВБ практически сохраняются во всех поверхностных и подземных источниках воды, при закачивании которых неизбежно загрязнение ПЗП водонагнетательных скважин. Жизнедеятельность СВБ протекает без доступа кислорода. Источником энергии для их развития в нефтяном пласте служат углеводороды, поэтому СВБ развиваются только в нефтеносных пластах. Активная жизнедеятельность СВБ при разработке нефтяных месторождений снижает приемистость водонагнетательных скважин в результате выпадения в ПЗП карбонатных осадков (при замещении сульфатных ионов воды карбонатными), осадков сульфида железа (при использовании воды с большим содержанием железа) или закупоривания колониями микроорганизмов поровых каналов продуктивного пласта в ПЗП.

Заметное ухудшение проницаемости ПЗП происходит при капитальном ремонте скважин. Например, при изоляции притока воды с задавливанием тампонажного раствора через перфорированные интервалы последние могут загрязниться по всей толщине. При отключении нижних пластов без применения пакера тампонажный раствор также может загрязнить соседний верхний перфорированный интервал.

Во всех перечисленных выше случаях для восстановления или увеличения проницаемости ПЗП применяют геолого-технические мероприятия: методы ОПЗ, способы удаления отложений неорганических солей и АСПО. Кроме того, проводят работы с целью очистки подземного оборудования, что способствует восстановлению нормального режима эксплуатации скважин или пуску скважины в эксплуатацию после выхода ее из строя вследствие солеотложений или АСПО.

При обработке призабойной зоны (ОПЗ) применяют механические, химические и физические методы воздействия на пласт. Выбор метода ОПЗ зависит от строения продуктивного пласта, состава слагающих его пород и других пластовых условий, а также от причин снижения продуктивности скважин.

При механическом методе создаются новые каналы и трещины, которые соединяют ствол скважины с пластом. К механическим методам относятся гидравлический разрыв пласта (ГРП), гидropескоструйная перфорация (ГПП) и торпедирование скважин. Механические методы применяют в плотных породах.

Химический метод основан на реакции взаимодействия закачиваемых химических веществ (в основном кислот) с некоторыми породами (карбонатными породами и песчаниками, содержащими карбонатные вещества) пласта и загрязняющими пласт принесенными отложениями. К химическим методам относятся и обработки пластов поверхностно активными веществами (ПАВ).

К физическим методам отнесены тепловые обработки и вибровоздействие, механизм действия которых основан на физических явлениях.

При тепловых методах прогрев ствола скважины и ПЗП обеспечивает расплавление АСПО и облегчает их вынос на поверхность.

Для удаления отложений солей применяют следующие методы:

- механические способы (скребки, разбуривание);
- термогазохимическое воздействие (ТГХВ), основанное на создании в течение короткого времени высокого давления в результате горения порохового заряда;
- химические обработки с использованием различных растворителей;
- комбинированные обработки (например, сочетание химической обработки с ТГХВ).

К геолого-техническим мероприятиям относятся также приобщение, дострел и перестрел пластов, оптимизация режима работы скважин, изменение способа добычи нефти, ввод скважин из бездействия и ремонтно-изоляционные работы.

Приобщение пласта (пластов) – работы по перфорации и освоению пластов в скважине, уже эксплуатирующей другой пласт (пласты). Приобщение пластов осуществляют на основании проектов совместной разработки многопластовых месторождений. Дострел пласта производят с применением различных перфораторов для вовлечения в работу всей нефтенасыщенной толщины, а перестрел – для восстановления или увеличения проницаемости ПЗП после различных ремонтных работ.

Оптимизация режима работы скважин – прирост добычи нефти при минимальных затратах, т.е. при минимальной величине себестоимости нефти (денежное выражение текущих затрат предприятия на добычу нефти и ее реализацию). Затраты на добычу нефти зависят от условий эксплуатации скважин, установленного режима эксплуатации и режима откачивания жидкости из скважин. Условия эксплуатации скважин – это её геолого-физическая характеристика: глубина залегания продуктивного пласта, высота подъёма жидкости, состав откачиваемой нефти, воды, газа, наличие песка в жидкости и т.д.

Режим эксплуатации скважины – скорость притока жидкости из пласта в скважину, т.е. дебит скважины. Режим эксплуатации скважин во времени меняется из-за из-

менения условий притока жидкости из пласта в скважину, снижения производительности насоса по мере его износа, остановки для ремонта оборудования и т.д. Режим откачивания – режим работы УСШН, УЭЦН, газлифта и т.д. Например, режим откачивания УСШН определяется тремя основными параметрами: диаметром насоса, длиной хода плунжера и числом качаний балансира. Следовательно, один и тот же режим эксплуатации может осуществляться различными режимами откачивания. Поэтому цель ГТМ по оптимизации режима эксплуатации скважин – выбор наиболее выгодного сочетания параметров УСШН.

Правильный подбор электроцентробежного насоса к скважине заключается в выборе из стандартного ряда такого насоса, характеристика которого соответствует условной характеристике скважины по дебиту и напору, а затраты при этом минимальные. Одним из основных параметров при выборе и определении режима работы УЭЦН является давление, развиваемое насосом. Поэтому при расчёте параметра «напор» исходят из реального процесса откачивания жидкости при заданном режиме работы скважины. В ряде случаев выбор оптимального оборудования для добычи нефти не только менее капиталоемкий, но и более эффективный. Поэтому прежде, чем наметить ГТМ по увеличению дебита скважины, необходимо рассчитать максимально возможный дебит. Если дебит скважины ограничен, то в качестве критерия оптимизации принимают другие параметры, наиболее сильно влияющие на себестоимость добываемой продукции. Эффективность применения механизированных способов эксплуатации скважин оценивают как при проектировании системы разработки нефтяного месторождения, так и в процессе его эксплуатации. Для экономической оценки механизированных способов эксплуатации скважин на месторождении определяют капитальные вложения и годовые эксплуатационные расходы. В большинстве нефтяных районов после прекращения фонтанирования скважины переводят на эксплуатацию УСШН. В этот период ещё недостаточно осваивается система поддержания пластового давления, поэтому перевод скважин на эксплуатацию УЭЦН, обеспечивающую большие отборы жидкости, считается ещё преждевременным из-за необеспеченности отборов закачкой воды. При развитой системе заводнения пластов с целью поддержания пластового давления скважины после фонтанного периода эксплуатации сразу же могут переводиться на эксплуатацию УЭЦН. На практике перевод скважин из эксплуатации УСШН на эксплуатацию УЭЦН в основном осуществляют в конце третьей и на четвёртой стадии разработки. Цель данного перевода – форсирование (усиление, ускорение) отборов жидкости из обводнённых скважин. При этом ещё больше увеличивается обводнённость продукции, но в то же время обеспечивается увеличение добычи нефти (нефтеотдача) в условиях маловязкой нефти, неоднородного строения и пониженной проницаемости продуктивных пластов. На месторождениях с повышенной вязкостью нефти перевод скважин на эксплуатацию УЭЦН для форсирования отборов жидкости из обводнённых скважин осуществляют ещё в больших масштабах. Это способствует значительному увеличению добычи нефти.

ГТМ по вводу скважин из бездействия связаны в основном с проведением в скважинах различных ремонтных работ. В сокращении бездействующего фонда скважин заложен значительный резерв увеличения добычи нефти на любом месторождении.

Определённые виды ремонтно-изоляционных работ (РИР) также относят к ГТМ, направленным непосредственно на увеличение добычи нефти. Такими видами работ являются технологические виды РИР, необходимость проведения которых вызвана требованиями технологии разработки продуктивных пластов и месторождения в целом. Например, увеличению добычи нефти и сокращению добычи воды способствуют РИР по отключению (изоляции) отдельных обводнённых (выработанных) интервалов продуктивного пласта в нефтяных добывающих скважинах и регулированию закачки воды по толщине заводняемых пластов в водонагнетательных скважинах. Увеличение добычи нефти и сокращение объёмов попутно добываемой воды достигается также

путем проведения РИР по отключению отдельных обводнённых пластов в нефтяных добывающих и водонагнетательных скважинах, одновременно эксплуатирующих несколько пластов. Среди аварийно-восстановительных РИР технологический эффект по приросту добычи нефти и сокращению объёмов попутно добываемой воды может быть достигнут также путем проведения работ по исправлению некачественного цементного кольца.

Анализ эффективности применяемых ГТМ

На месторождении проводились следующие геолого-технические мероприятия:

- дострел интервалов пласта;
- очистка призабойной зоны пласта (СКО);
- водоизоляционные работы.

За период 2018–2022 гг. на месторождении проведено 20 ГТМ по интенсификации добычи нефти на 6 скважинах, т.е. мероприятиями охвачено 67 % от всего фонда.

В таблице 2 приводится эффективность по всем ГТМ, проведённым на скважинах Южно-Сочемьюского месторождения с начала разработки.

Продолжительность эффекта от мероприятия определялась как время, прошедшее до снижения дебита нефти до уровня базового или до проведения другого мероприятия.

Мероприятия проводилось совместно. Все дострелы пласта сопровождалось последующим применением солянокислотных обработок.

Из 10 мероприятий по дострелу скважин пласта успешными оказались 8, т.е. эффективность дострелов за 5 лет составляет 80 %.

В скважине № 402 в мае 2018 года выполнены водоизоляционные работы в интервале 1827,5–1830,5 и 1832–1836 м закачкой 10 м³ АКОР-БН-102. В этой же скважине выполнены 3 операции дострела.

Следует отметить, что снижение обводнённости в скважине № 402 установлено после изоляции нижних интервалов с помощью ВП-135. Операция проведена после того, как водоизоляционные работы не обеспечили требуемый результат.

В феврале 2020 года в скважине № 403 изолирован пакер-пробкой ПВРМ текущий интервал перфорации 2343,5–2345 м и перфорирован вышележащий интервал 2336–2339 м. В июне 2020 года перфорирован интервал 2328–2333 м. Суммарный годовой эффект от двух дострелов составил 1,5 тыс. тонн нефти.

В мае 2021 года в скважине № 404 проведена изоляция интервала 1954–1964 м, дострел интервала 1944–1948 м (а.о. – 1646,2-1650,2 м), закачка СКО в объёме 4 м³. В результате мероприятия за 20 месяцев дополнительно получено 13,3 тыс. тонн нефти, обводнённость снизилась до 0 %.

В декабре 2021 года в скважине № 401 проведена реперфорация интервала 1815–1817 м (ЗПК 102-АТ-03 – 30 отв.) и дострел пласта в интервале 1827–1831 м (ЗПК 102-АТ-03 – 81 отв.). Затем проведена СКО интервала 1827–1831 м в объёме 3 м³ НСІ и смена насоса. Эффект от мероприятия не отмечается.

Скважина № 405 введена в работу в марте 2022 года, добыча нефти велась из интервала 2122–2123,5 м. В октябре 2022 года в скважине № 405 проведён дострел верхней части пласта в интервале 2115,5–2120,5 м, дополнительный эффект получен не был, обводнённость увеличилась с 80 до 86 %.

В конце декабря 2022 года в скважине № 4 проведён дострел верхней части пласта в интервале 1774–1803 м (ЗПК-102-АТ-М-03 – 570 отв.) и затем закачка СКО (2,0 м³ НСІ). Полученный эффект за 4 месяца 2023 года составил 1,6 тыс. тонн нефти, при этом обводнённость продукции возросла от 54 до 80 %.

В январе 2023 года в новой скважине № 407 проведён дострел верхней части пласта в интервале 1838–1848,5 м (ЗПК 102-АТ-04 – 208 отв.), установка пакера на глубину 1850,5 м и закачка СКО в объёме 11 м³ НСІ. Полученный эффект за 3 месяца 2023 года составил 2,3 тыс. тонн нефти, при этом обводнённость продукции снизилась с 94 до 1 %.

Таблица 2 – Эффективность применения ГТМ за период 2018 – 04.2022 гг.

№ п/п	№ скважины	Вид ГТМ	Дата ГТМ	Показатели до мероприятия			Показатели после мероприятия			Прирост дебитов		Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн
				Q _{нефти} , тонн/сут.	Q _{жид.} , тонн/сут.	обводнённость, %	Q _{нефти} , тонн/сут.	Q _{жид.} , тонн/сут.	обводнённость, %	нефти, тонн/сут.	жидкости, тонн/сут.	
1	4	дострел, СКО	22-31.12.2022	31	67,3	54	56,6	131,5	57	25,6	64,2	0
2	401	дострел, оптимизация	16-24.12.2021	12,7	97,8	87	11,8	90,8	87	-0,9	-7	0
3	402	дострел, СКО	24.04 – 03.05.2018									
4	402	ВИР (закачка АКОР)	16-27.05.2018	9	34,5	74	10,6	52,8	80	1,6	18,2	
5	402	РИР (установка ВП-135), СКО, оптимизация	01-12.08.2018	15,1	39,6	62	15,5	34,3	55	0,4	-5,3	7,2
6	403	РИР, дострел, СКО	30.01.2020	10,2	73,1	86	15,9	83,8	81	5,7	10,7	1,6
7	403	дострел, СКО	06.06.2020	11,9	12,5	4,9	19,1	23,5	18,9	7,2	11	3,7
8	404	РИР, дострел, СКО	22.05.2021	7,9	87,6	91	50,7	50,7	0	42,8	-36,9	13,3
9	405	дострел, оптимизация	25.10.2021	16,6	82,9	80	16,5	117,8	86	-0,1	34,9	0
10	405	дострел, оптимизация, СКО	08.04.2022	11,4	103,8	89	15,7	174,8	91	4,3	71,0	
11	406	дострел, СКО	27.04.2022	21,7	103,5	79	37,4	120,7	69	15,7	17,2	
12	407	РИР, дострел, СКО	28.01.2022	5,9	98,8	94	32,7	33,0	1	26,8	-65,7	

Сравнение прогнозных и фактических показателей проведения ГТМ за последние 3 года приведено в таблице 3.

За последние 3 года удельная добыча нефти выше запланированной почти в 3 раза: проект – 0,3 тыс. тонн на скв./опер., факт – 0,8 тыс. тонн на скв./опер.

Таблица 3 – Анализ выполнения программы ГТМ

Технологии	2020		2021		2022		Всего за период 2020–2022 гг.	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1. ОПЗ (СКО)								
количество скважино-обработок	1	2	1	1	2	2	4	5
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0,2		0,2		0,6		1,0	
2. Механические методы (дострел)								
количество скважино-обработок		2	1	1	2	2	3	5
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн		0,5	0,2	7,4	0,6	0	0,8	7,9
Итого								
количество скважино-обработок	1	4	2	2	4	4	7	10
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0,2	0,5	0,4	7,4	1,2	0,0	1,8	7,9

Выводы и рекомендации

Основные направления по интенсификации добычи нефти на месторождении связаны с проведением комплексного ОПЗ и ремонтно-изоляционных работ.

Необходимо проведение исследований по подбору оптимального состава и концентрации кислот и различных композиций на керне.

Планирование и проведение работ по РИР (ликвидация заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны) должно сопровождаться полным комплексом промыслово-геофизических исследований для подтверждения качества цементирования.

Увеличение добычи нефти также может быть достигнуто перфорационными методами (дострелами) по скважинам № 401, 402 и 404.

Литература

1. Вахитов В.О. Анализ геолого-промысловой информации с целью проектирования разработки Северо-Кожвинского нефтяного месторождения / В.О. Вахитов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 4. – С. 107–123.
2. Витязев Я.Д. Перспективы разработки Долгинского нефтяного месторождения / Я.Д. Витязев, О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина // Наука и техника в газовой промышленности. – 2022. – № 1(89). – С. 21–35.
3. Гундерин И.И. Анализ проведения геолого-технических мероприятий на Чедтыйском нефтяном месторождении / И.И. Гундерин, О.В. Савенок // Прикладные вопросы точных наук: материалы V Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и преподавателей (30–31 октября 2021 года, г. Армавир). – Армавир : Армавирский государственный педагогический университет, 2021. – С. 117–121.
4. Дерли Н.А. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Северо-Савиноборского нефтяного месторождения / Н.А. Дерли, О.В. Савенок // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 193–201.
5. Кардашев С.А. Геолого-промысловая характеристика и анализ текущего состояния разработки Печоро-Кожвинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.А. Кардашев, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 4. – С. 195–212.
6. Ковалев А.И. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Янемдейского нефтяного месторождения / А.И. Ковалев, О.В. Савенок // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2020. – № 7. – С. 66–85.
7. Нешков А.И. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Мичаюского месторождения / А.И. Нешков, О.В. Савенок // Нефтегазовая вертикаль. – 2022. – № 2. – С. 54–60.

8. Петрушин Е.О. Мероприятия по охране недр на Северо-Харьягинском месторождении / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Актуальные вопросы охраны окружающей среды: сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции (17–19 сентября 2018 года, г. Белгород). – Белгород : Белгородский государственный технологический университет имени В.Г. Шухова, 2018. – С. 294–300.
9. Петрушин Е.О. Геолого-промысловая характеристика и анализ системы разработки Сурковского газоконденсатного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 183–194.
10. Петрушин Е.О. Анализ технологических режимов эксплуатации скважин Сурковского газоконденсатного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 195–214.
11. Савенок О.В. Технологическая эффективность геолого-технических мероприятий, применяемых на Вынгапуровском месторождении / О.В. Савенок, Л.В. Поварова, Г.Г. Даниелян // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-2. – С. 152–156.
12. Савенок О.В. Анализ технико-экономической эффективности вариантов разработки Мичаюского месторождения / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 299–310.
13. Обоснование технологически оптимальной стратегии разработки группы нефтегазоконденсатных месторождений Денисовской площади / О.В. Савенок [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 1. – С. 4–11.
14. Шиян С.И. Геолого-промысловое и технико-экономическое обоснование вариантов разработки Латыповского нефтяного месторождения / С.И. Шиян, А.А. Слепцов, Л.Г. Кусова // Научный потенциал вуза – производству и образованию: сборник статей по материалам III Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (04–05 декабря 2020 года, г. Армавир). – Армавир : ООО «Редакция газеты «Армавирский собеседник»», 2021. – С. 147–151.
15. Шиян С.И. Технико-экономический анализ проектных решений по разработке Латыповского нефтяного месторождения / С.И. Шиян, П.А. Суховерова, Л.Г. Кусова // Научный потенциал вуза – производству и образованию: сборник статей по материалам III Международной научно-практической конференции, посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (04–05 декабря 2020 года, г. Армавир). – Армавир : ООО «Редакция газеты «Армавирский собеседник»», 2021. – С. 177–186.

References

1. Vakhitov V.O. Analysis of geological field information for the purpose of designing the development of the North-Kozhvincskoye oil field / V.O. Vakhitov, O.V. Savenok // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 4. – P. 107–123.
2. Vityazev Ya.D. Prospects for the development of the Dolginskoye oil field / Ya.D. Vityazev, O.V. Savenok, E.U. Safiullina // Science and technology in the gas industry. – 2022. – № 1(89). – P. 21–35.
3. Gunderin I.I. Analysis of geological and technical measures at the Chedy oil field / I.I. Gunderin, O.V. Savenok // Applied issues of exact sciences: materials of the V International scientific and practical conference of students, graduate students and teachers (October 30–31, 2021, Armavir). – Armavir : Armavir State Pedagogical University, 2021. – P. 117–121.
4. Derli N.A. Analysis of the current state and prospects for the development of the North-Savinobor oil field / N.A. Derli, O.V. Savenok // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 193–201.
5. Kardashev S.A. Geological and field characteristics and analysis of the current state of development of the Pechora-Kozhvincsky oil and gas condensate field / S.A. Kardashev, O.V. Savenok // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 4. – P. 195–212.
6. Kovalev A.I. Analysis of the current state and prospects for the development of the Yanemdey oil field / A.I. Kovalev, O.V. Savenok // Electronic network polythematic journal «Scientific works of KubSTU». – 2020. – № 7. – P. 66–85.
7. Neshkov A.I. Analysis of the current state and prospects for the development of the Michayu deposit / A.I. Neshkov, O.V. Savenok // Oil and gas vertical. – 2022. – № 2. – P. 54–60.
8. Petrushin E.O. Measures for the protection of subsoil at the North Kharyaginskoye field / E.O. Petrushin, A.S. Harutyunyan // Current issues of environmental protection: collection of reports of the All-Russian Scientific and Technical Conference (September 17–19, 2018, Belgorod). – Belgorod : Belgorod State Technological University named after V.G. Shukhova, 2018. – P. 294–300.

9. Petrushin E.O. Geological field characteristics and analysis of the development system of the Surkov gas condensate field / E.O. Petrushin, A.S. Harutyunyan // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 183–194.
10. Petrushin E.O. Analysis of technological operating modes for wells in the Surkovskoye gas condensate field / E.O. Petrushin, A.S. Harutyunyan // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 195–214.
11. Savenok O.V. Technological efficiency of geological and technical measures used at the Vyn-gapurovskoye field / O.V. Savenok, L.V. Povarova, G.G. Danielyan // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 2-2. – P. 152–156.
12. Savenok O.V. Analysis of the technical and economic efficiency of development options for the Michayu deposit / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Bulatov readings. – 2022. – Vol. 1. – P. 299–310.
13. Justification of a technologically optimal strategy for the development of a group of oil and gas condensate fields in the Denisovskaya area / O.V. Savenok [et al.] // Petroleum engineer. – 2022. – № 1. – P. 4–11.
14. Shiyan S.I. Geological and feasibility study of development options for the Latypov oil field / S.I. Shiyan, A.A. Sleptsov, L.G. Kusova // Scientific potential of the university - production and education: a collection of articles based on the materials of the III International Scientific and Practical Conference dedicated to the 75th anniversary of the Victory of the Soviet people in the Great Patriotic War of 1941–1945. (December 04–05, 2020, Armavir). – Armavir : LLC «Editorial office of the newspaper «Armavir Interlocutor»», 2021. – P. 147–151.
15. Shiyan S.I. Technical and economic analysis of design solutions for the development of the Latypov oil field / S.I. Shiyan, P.A. Sukhoverova, L.G. Kusova // Scientific potential of the university - production and education: Collection of articles based on the materials of the III International Scientific and Practical Conference dedicated to the 75th anniversary of the Victory of the Soviet people in the Great Patriotic War of 1941–1945. (December 04–05, 2020, Armavir). – Armavir : LLC «Editorial office of the newspaper «Armavir Interlocutor»», 2021. – P. 177–186.