



УДК 622.276.342

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПУТЁМ ТРАНСФОРМАЦИИ СЕТКИ СКВАЖИН НА МАЛОБАЛЫКСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

OPTIMIZATION OF THE DEVELOPMENT SYSTEM BY TRANSFORMATION OF THE WELL GRID ON THE MALOBALYKSKOYE OIL FIELD

Мезенцев Даниил Эдуардович

студент направления подготовки 21.04.01
«Нефтегазовое дело» (магистерская программа
«Эксплуатация скважин в осложнённых условиях»),
Санкт-Петербургский горный университет
dan.mezen05@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Аннотация. Основой почти всех известных применяемых технологий разработки нефтяных месторождений является заводнение, применение тех или иных технологий и их сочетаний обязательно должно базироваться на удовлетворительном теоретическом и экспериментальном значении их эффективности, решение должно быть адаптировано к конкретным условиям эксплуатации. С переходом к активной разработке залежей с низкопроницаемыми, глинизированными, недонасыщенными по нефти коллекторами, такими как залежи в юрских и ачимовских отложениях Западной Сибири, роль повышения темпов добычи нефти в целях достижения рентабельности проектов существенно возросла. Повышение темпов выработки для объектов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами происходит за счёт повышения технико-технологического уровня применяемых решений. В статье приведён анализ текущего состояния разработки Малобалыкского месторождения, сравнение текущих и плановых показателей разработки, предлагаются меры по снижению степени влияния негативных факторов. Описано технологическое решение для эффективной разработки низкопроницаемых пластов ачимовской толщи. Выполнен предположительный расчёт технологической эффективности принятого решения.

Ключевые слова: анализ текущего состояния разработки объекта; фактические показатели разработки; анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации; характеристика трансформации сетки скважин; выбор и обоснование технологического решения; выбор участка для применения технологии; расчёт технологической эффективности метода.

Mezentsev Daniil Eduardovich

Student training direction 21.04.01
«Oil and gas business» (Master's program
«Operation of wells in complicated
conditions»),
Saint Petersburg mining university
dan.mezen05@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the department of development
and operation of oil and gas fields,
Saint Petersburg mining university
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Annotation. The basis of almost all known applied technologies for the development of oil fields is flooding, the use of certain technologies and their combinations must necessarily be based on a satisfactory theoretical and experimental value of their effectiveness, the solution must be adapted to specific operating conditions. With the transition to active development of reservoirs with low-permeability, shale, undersaturated reservoirs, such as reservoirs in the Jurassic and Achimov deposits of Western Siberia, the role of increasing oil production rates in order to achieve profitability of projects has increased significantly. An increase in the production rate for objects with degraded porosity and permeability properties occurs due to an increase in the technical and technological level of the applied solutions. The article provides an analysis of the current state of development of the Malobalykskoye field, a comparison of current and planned development indicators, and suggests measures to reduce the degree of influence of negative factors. A technological solution for the efficient development of low-permeability formations of the Achimov formation is described. A presumptive calculation of the technological efficiency of the adopted solution has been made.

Keywords: analysis of the current state of the development of the object; actual development figures; analysis of the structure of the well stock and indicators of their operation; well pattern transformation characteristics; selection and justification of technological solutions; site selection for technology application; calculation of the technological efficiency of the method.

А анализ текущего состояния разработки объекта

Малобалыкское месторождение открыто в 1966 году и расположено на территории Нефтеюганского района Тюменской области Ханты-Мансийского автономного округа. Месторождение разрабатывается с 1984 года. Коллективами институтов «БашНИПИнефть», «СибНИИ НП» и «Уфани-ПИнефть» за прошедший период было составлено 11 проектных документов. Проектные решения и подходы к разработке месторождения изменялись по мере изучения строения месторождения и развития новых технологий.



Промышленная нефтеносность установлена в нижнемеловых отложениях – в пластах Ач₁, Ач₂, Ач₃, БС₉², БС₁₀¹⁻² ахской свиты и АС₄, АС₅₋₆ и АС₇₋₈ черкашинской свиты, а также в среднеюрских отложениях – в пласте ЮС₂ тюменской свиты и ЮС₀ баженовской свиты. Запасы нефти сосредоточены в 31 залежах.

Проектными документами были выделены 6 объектов самостоятельной разработки: пласты АС₄₋₆, АС₇₋₈, БС₉², Ач, ЮС₀ и ЮС₂.

По состоянию на 01.01.2020 г. на месторождении эксплуатируются объекты: АС₄₋₆ – с 1985 года, АС₇₋₈ – с 1988 года и Ач₁₋₃ – с 1986 года. По объекту ЮС₂ в добыче была 1 скважина.

Системы разработки месторождения:

- объект АС₄₋₆ – трёхрядная блоковая, плотность сетки скважин – 12 га, с расстоянием между рядами – 500 м, между скважинами в добывающих и нагнетательных рядах – 400 м;
- объект АС₇₋₈ – рядная система, плотность сетки скважин – 18 га;
- объект БС₉² – обращённая девятиточечная система размещения скважин, плотность сетки скважин – 16 га;
- объект Ач₁₋₃ – обращённая девятиточечная система размещения скважин, плотность сетки скважин – 16 га;
- объект ЮС₀ – обращённая девятиточечная система размещения скважин, плотность сетки скважин – 16 га;
- объект ЮС₂ – обращённая девятиточечная система размещения скважин, плотность сетки скважин – 16 га.

Месторождение расположено в пределах трёх лицензионных участков (Малобалыкский, Южно-Балыкский и Среднебалыкский), недропользователем которых является ПАО «Роснефть» и участка, находящегося в нераспределённом фонде.

По состоянию на 01.01.2020 г. на месторождении пробурено 2501 скважин, в том числе 1728 добывающих, 717 нагнетательных, 5 – наблюдательных, 51 – водозаборная.

По Малобалыкскому лицензионному участку – 2441 скважина, в том числе 1680 добывающих, 705 нагнетательных, 5 наблюдательных, 51 водозаборная. По Южно-Тепловскому лицензионному участку пробурено 49 скважин, в том числе 42 добывающих, по Среднебалыкскому (основная часть) лицензионному участку пробурено 11 скважин, в том числе 9 добывающих

Основная часть пробуренных скважин (86 % основного фонда) приходится на объект Ач₁₋₃. Эксплуатационное бурение по месторождению было начато в 1985 году и осуществляется по настоящее время. С начала разработки пробурено 230 стволовых скважин, в том числе по объекту АС₄₋₆ 9 горизонтальных скважин с длиной ствола в среднем 450 м и 7 вторых горизонтальных стволов. По объекту Ач₁₋₃ осуществлялось бурение вторых стволов для эффективного использования фонда скважин и выработки слабодренируемых запасов.

Геологическая структура пластов Ач представлена терригенными коллекторами, разница по средней глубине залегания пород-коллекторов является незначительной, Ач₁ – а.о. 2732–2728 м, Ач₂ – 2751–2667 м и Ач₃ – 2778–2755 м. Средние значения нефтенасыщенности по пластам также близки друг к другу: Ач₁ – 0,62, Ач₂ – 0,57 и Ач₃ – 0,49.

Существенной разницы в коллекторских свойствах выделенных объектов не наблюдается. Средняя проницаемость пластов Ач₁, Ач₂ и Ач₃ составляет соответственно 6,7 мД, 4,9 мД и 4,4 мД. Сопоставимы значения продуктивных толщин. Значения коэффициента пористости пласта в среднем у всех пластов одинаковые. Таким образом, некоторые различия в коллекторских свойствах не препятствуют объединению пластов в единый объект.

По объекту Ач₁₋₃ текущая нефтеотдача составляет 0,151 при средней обводнённости 62,3 %, что обусловлено стадией растущей добычи и активного разбуривания объекта (1 стадия).

По состоянию на 01.01.2020 г. по месторождению добыто 137386 тыс. тонн нефти (или 0,166 % от начальных геологических и 48,6 % от начальных извлекаемых запасов нефти категории ВС₁ месторождения, утверждённых ГКЗ).

Основная доля годовой и накопленной добычи нефти в общем объёме приходится на объект Ач₁₋₃ – 93 и 77 % соответственно.

По состоянию на 01.01.2020 г. из продуктивных пластов месторождения отобрано более 326158 тыс. тонн жидкости. С целью поддержания пластового давления в пласты закачано 478898 тыс. м³ воды. Накопленная компенсация отбора закачки составила в целом по месторождению 146,8 %. По ачимовским пластам текущая и накопленная компенсация отборов составляет 143,9 и 146,8 % соответственно.

Отбор нефти производился по 2406 скважинам, в том числе по 650 нагнетательным скважинам. Закачка воды проводилась по 686 скважинам, 17 нагнетательных скважин объекта Ач₁₋₃ переведены в нефтяной фонд вышезалегающих пластов.

Обводнённость добываемой продукции месторождения по состоянию на 01.01.2020 г. составляет 70,9 %. С обводнёностью продукции до 60 % работают 751 скважина (48 % действующего фонда) (рис. 1). Доля высокообводнённого (более 90 %) фонда составляет около 20 % от действующего фонда. Основные причины обводнения продукции скважин – прорывы закачиваемой воды по наиболее



проницаемым прослоям и подтягивание конуса подошвенной воды, а также технические – заколонная циркуляция воды и негерметичность эксплуатационных колонн.

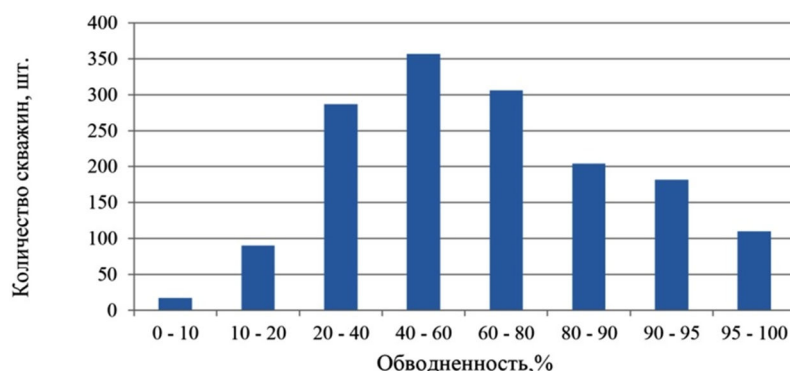


Рисунок 1 – Распределение действующих добывающих скважин Малобалыкского месторождения по обводнённости

Поддержание пластового давления осуществляется путём нагнетания воды. Действующий нагнетательный фонд характеризуется средней приёмистостью 342,6 м³/сут. С приёмистостью меньше среднего значения работают 55 % скважин, по остальным скважинам приёмистость высока и составляет от 300 до 2000 м³/сут. (рис. 2).

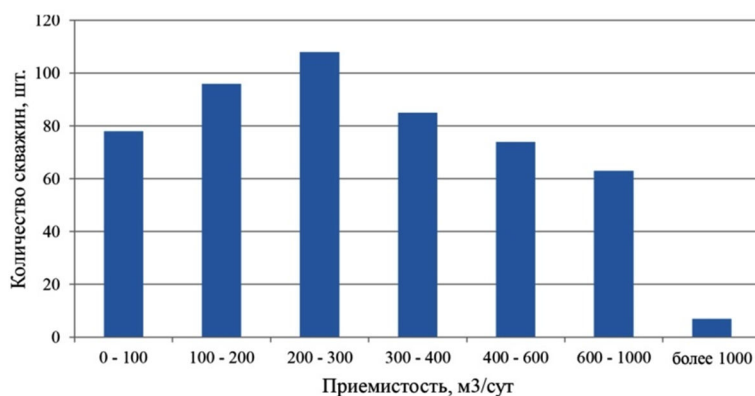


Рисунок 2 – Распределение действующих нагнетательных скважин Малобалыкского месторождения по приёмистости

Состояние проектного фонда скважин по объекту Ач₁₋₃ и месторождению в целом показано в таблице 1.

Таблица 1 – Состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.2020 г.

№№ n/n	Категория фонда	Объекты	
		Ач ₁₋₃	месторождение
1	Утверждённый проектный фонд, всего,	2851	3975
	в том числе:		
	– добывающие	2104	2911
	– нагнетательные	747	1004
2	Фонд скважин на 01.01.2020 г., всего,	2085	2501
	в том числе:		
	– добывающие	1541	1783
	– нагнетательные	544	646
3	– водозаборные	0	60
	Оставшийся фонд скважин для бурения,	766	1474
	в том числе:		
	– добывающие	583	1108
	– нагнетательные	183	366
	– водозаборные	0	0
3	Оставшийся фонд скважин для переводов,	0	
	в том числе:		
	– добывающие		
	– нагнетательные		



Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

Сравнение фактических и проектных показателей разработки основного объекта разработки Ач₁₋₃ за период 2017–2019 г. показано в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки объекта Ач₁₋₃ Малобалыкского месторождения за 2017–2019 годы

№№ n/n	Показатели	2017		2018		2019	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти всего, тыс. тонн	10863,0	10767,5	10994,1	10805,2	10902,2	10595,3
2	Средняя обводнённость продукции действующего фонда скважин, %	53,9	53,3	56,4	57,5	58,7	63,0
3	Коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.	0,121	0,121	0,136	0,136	0,151	0,151
4	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	422	391	458	414	497	468
5	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1108	1117	1188	1275	1240	1376
6	Компенсация отбора текущая, %	129,1	156,2	133,3	156	134,3	143,8

В таблице 3 показаны отклонения проектных показателей от фактических за последний расчётный год, а также приведены причины невыполнения / перевыполнения плана и варианты решения проблемы.

Таблица 3 – Отклонение проектных показателей от фактических за последний расчётный год и варианты решения проблемы невыполнения / перевыполнения плана

№№ n/n	Показатели	Δ (за 2019 г.)	Причина невыполнения / перевыполнения плана	Варианты решения проблемы
1	Добыча нефти, всего, тыс. тонн	306,9	повышение средней обводнённости продукции, наличие невыработанных участков	сокращение приёмистости нагнетательных скважин
2	Средняя обводнённость продукции действующего фонда скважин, %	4,3	прорыв воды от ближайших нагнетательных скважин	сокращение приёмистости нагнетательных скважин
3	Коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.	0	–	–
4	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	29	замедленный ввод нагнетательных скважин	ускорение ввода нагнетательных скважин
5	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	136	большой фонд скважин не компенсирует потерь в добыче за счёт большой обводнённости продукции	ускорение ввода добывающих скважин
6	Компенсация отбора текущая, %	9,5	прорыв воды от ближайших нагнетательных скважин	сокращение приёмистости нагнетательных скважин

На 01.01.2020 г. по объекту Ач₁₋₃ сформирована девятиточечная обращённая система, с размещением скважин по сетке 400×400 м, плотность сетки 16,0 га/скв. Закачка воды в пласт начата в 1988 году, технологически необходимые объёмы воды закачиваются в пласт при среднем давлении закачки по состоянию на 01.01.2020 г. – 18 МПа.

Однако необходимо отметить, что вне зависимости от наличия значительной перекомпенсации отборов закачкой, значительного роста пластовой энергии и интенсивности заводнением не наблюдается, что обусловлено особенностями геологического строения и фильтрационными характеристиками объекта разработки. Отмечается неравномерность выработки запасов, обусловленная несовершенством сетки скважин. Принятая на месторождении девятиточечная обращённая сетка не отвечает требованиям осуществления эффективной разработки месторождения и поддержания высоких темпов отбора.

Обоснование выбранного технологического решения

Проблема проектирования и осуществления эффективной разработки залежей нефти в низкопроницаемых терригенных коллекторах Западной Сибири является весьма сложной по причине комплекса взаимообусловленных затрудняющих факторов, к ним относятся:



- 1) низкие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, их высокая прерывистость и неоднородность;
- 2) возможность проявления эффектов нелинейной фильтрации;
- 3) интенсивное применение технологии гидравлического разрыва пласта.

Многообразие геологических особенностей эксплуатационных объектов обуславливает применение различных сеток скважин основного фонда. Они могут различаться по характеру размещения скважин, по форме сетки, по постоянству расстояний между скважинами, по плотности.

Основные проблемы при формировании систем поддержания пластового давления сводятся к необходимости совершенствования планирования размещения скважин с учётом контроля техногенного трещинообразования и управления преждевременным обводнением скважин и с целью продления сроков их безводной эксплуатации; вовлечения в процесс выработки неоднородных слоистых коллекторов и зон с пониженными свойствами.

Реализованная на Малобалыкском месторождении площадная обращённая девятиточечная сетка скважин с большой плотностью является весьма распространённым проектным решением для разработки пластов ачимовской толщи, такая система разработки встречается достаточно часто на многих месторождениях Западной Сибири. Однако в условиях низкопроницаемых коллекторов, а также сложности геологического строения, представленная система имеет значительные недостатки. Характеристика проектных решений, реализованных на месторождении, представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика сетки скважин на Малобалыкском месторождении

Показатели	Данные
Объект разработки с НПК	ачимовская толща
Год начала добычи нефти	1987
Принятая система разработки	площадная обращённая, девятиточечная
Расстояние между скважинами, м	400
Форма сетки	квадратная
Плотность сетки скважин, га/скв.	16
Соотношение добывающих скважин к нагнетательным	3 : 1
Учёт азимута трещин ГРП на 1-й и 2-й стадиях освоения	не учтён
Системное внедрение одновременно-раздельной закачки	нет

На первых этапах разбуривание низкопроницаемых коллекторов в Западной Сибири осуществлялось с применением традиционных систем разработки, как правило, не адаптированных к особенностям геологического строения объектов. В данных условиях принятые системы разработки не смогли продемонстрировать свою эффективность, отличаясь неудовлетворительным соотношением числа добывающих и нагнетательных скважин, доходившим до 3 : 1. Системы разработки оказались не способны обеспечить приемлемые темпы отбора нефти и жидкости, что обуславливает достаточно длительные сроки их разработки и относительно невысокую нефтеотдачу.

При рассмотрении отдельного элемента девятиточечной системы по сетке 400×400 метров становится очевидным, что угловые добывающие скважины расположены на значительном расстоянии от центра нагнетания, интенсивность воздействия на них незначительна относительно боковых скважин.

Таким образом, можно предположить, что эффективным решением проблемы недостаточно интенсивного воздействия на пласты с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и значительной геологической неоднородностью является трансформация системы разработки с увеличением интенсивности заводнения посредством повышения соотношения нагнетательных скважин к добывающим.

Значительной проблемой в данном случае может являться существенное повышение обводнённости продукции, однако промысловый опыт разработки ачимовских отложений, в том числе на других месторождениях, свидетельствует о том, что существующая система поддержания пластового давления ачимовской толщи не обеспечивает поддержание энергетики на должном уровне, несмотря на наличие большой накопленной компенсации отбора закачкой – в условиях рассматриваемого объекта – около 140 %. Вышеописанные выводы могут быть подтверждены графиками на рисунке 3.

Исходя из данных графиков, корреляция динамики повышения пластового давления и увеличения компенсации отборов закачкой незначительна – при достаточно большой компенсации рост пластового давления практически не наблюдается.

Немаловажным фактором, оказывающим значительное влияние на процесс разработки рассматриваемого объекта, является значительное развитие техногенной трещиноватости, обусловленной повсеместным применением на месторождении технологии гидравлического разрыва пласта.

Ачимовская толща характеризуется крайне высокой неоднородностью и низкими коллекторскими свойствами. Это делает невозможным экономически рентабельную разработку месторождения без использования гидроразрыва пласта (ГРП) и системы поддержания пластового давления (ППД).



На месторождении используется система ППД с вытеснением нефти водой. При закачке может возникать множество осложняющих факторов, таких как уменьшение приёмистости скважин со временем, кинжальные прорывы воды по высокопроницаемым пропласткам к забоям добывающих скважин, утечка нагнетаемой воды в другие (не целевые пласты), образование трещин авто-ГРП.

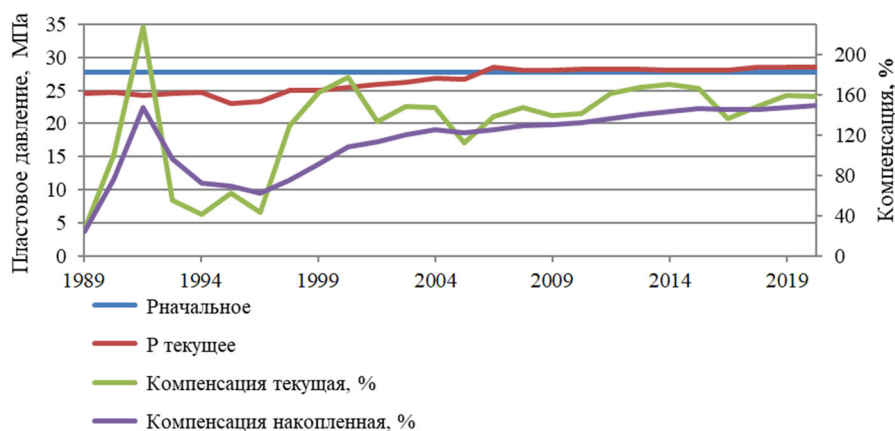


Рисунок 3 – Пластовое давление и компенсация отборов закачкой

Методика выбора системы разработки предусматривает следующее:

- 1) при использовании скважин без ГРП выбор системы разработки может производиться по стандартному подходу, при котором на основе данных о фильтрационных свойствах пород продуктивных пластов, а также свойств насыщающих их флюидов, происходит выбор в пользу рядных, площадных либо очаговых систем разработки, а также предусматривается определенная плотность сетки скважин;
- 2) при бурении скважин с ГРП и при отсутствии выделенного направления развития трещин и наличии ранних прорывов воды в добывающие скважины требуется ограничение размеров трещин ГРП;
- 3) при наличии выделенного направления развития трещин, оптимальным вариантом размещения скважин считается расположение рядами вдоль направления развития трещин ГРП;
- 4) при наличии выделенного направления развития трещин, которое при этом сопровождается эффектом авто-ГРП, лучший вариант размещения – рядами вдоль направления развития трещин ГРП с возможным разрежением нагнетательных рядов.

В данных условиях можно утверждать, что существующая на месторождении система разработки должна учитывать вероятное направление трещин.

Положение трещин ГРП при плотном размещении скважин (200–300 м) имеет достаточно большое значение. Часто обводнение продукции обусловлено продвижением воды по сети техногенно-созданных каналов, которые в свою очередь могут формироваться по направлению развития региональной трещиноватости и зависеть от направления латеральной неоднородности свойств пласта. При разреженной девятиточечной обращенной системе разработки с использованием добывающих скважин различных типов интенсивности и расстоянием между скважинами около 500 м, а также направлением трещин гидроразрыва вдоль оси максимального регионального стресса, не происходит языкового обводнения по причинам неоднородности (не по трещинам), свойственной неоднородности коллекторов со средними и высокими свойствами между добывающими и нагнетательными скважинами, но фронт вытеснения при этом формируется рядами, что ведёт к неравномерности выработки.

Система, применённая на месторождении на данный момент и представляющая собой обращенную девятиточечную схему, не учитывает тренда естественной природной трещиноватости пластов и направления преимущественного распространения трещин гидроразрыва и автоГРП.

Также необходимо учитывать напряжённо-деформационные свойства горных пород. Влияние напряжённо-деформационного состояния пород на эффективность выработки запасов проявляется главным образом именно в низкопроницаемых коллекторах, где технологическими решениями предусматривается проведение ГРП, а также высокое давление закачки воды в пласт. Применительно к разработке нефтяных месторождений напряжённо-деформационные свойства горных пород играют роль группы дополнительных корректирующих факторов. В площадных системах разработки возможно расположение добывающих и соседних нагнетательных скважин на линиях деструкции. Увеличение пластового давления в зоне нагнетания и его снижение в зоне отбора приведёт к раскрытию трещин в первую очередь на этих линиях, что превратит их в каналы бесполезной циркуляции воды. В таком случае необходимо проводить диагностику и выявление источников обводнения, а впоследствии планировать работы по ограничению водопритоков. Отрицательный эффект в таких системах усиливается большим количеством добывающих скважин на 1 нагнетательную, вследствие чего возникает необходимость увеличения количества нагнетательных скважин.



Решением, которое может позволить устранить описанные выше недостатки, может являться трансформация существующей обращённой девятиточечной системы на однорядную. Таким образом, за счёт повышения интенсивности заводнения можно достичь увеличения коэффициента охвата пластов, тем самым повысив эффективность разработки.

Рядные системы разработки обладают значительными преимуществами относительно площадных в условиях формирования сложных полей скоростей фильтрации, неустойчивости продвижения контуров вытеснения, ухудшенной динамики технологических показателей:

- 1) при линейном заводнении рядными системами происходит более равномерная, чем при площадных системах, выработка запасов нефти;
- 2) по данным многочисленных исследований рядная система обеспечивает более высокую степень нефтеизвлечения при меньших объёмах закачиваемой и отбираемой воды;
- 3) рядные системы разработки обладают большей устойчивостью к отключениям скважин по причине присутствия участков ухудшенных свойств пласта (это обусловлено главным образом геометрией элемента системы разработки и характером взаимодействия скважин в элементе);
- 4) при рядных системах площадь воздействия нагнетательной скважины больше площади, приходящейся на нагнетательную скважину в элементе площадной системы;
- 5) в элементе рядной системы заводнения добывающие и нагнетательные скважины не «жёстко» взаимосвязаны, таким образом, отключение одной из них компенсируется работой других.

При площадной сетке скважина принадлежит не одному, а нескольким элементам системы, и её отключение нарушает работу остальных элементов. Таким образом, на практике достаточно часто допускается значительная переоценка добывных возможностей и отмечается меньшая надёжность площадных систем разработки при появлении новых фактических данных (из-за исходного отсутствия достоверной геолого-промысловой информации о строении коллекторов) и недостаточном учёте неоднородности объектов на этапе проектирования. В свою очередь, рядные системы разработки обеспечивают больший запас надёжности при проектировании.

Множеством исследований отмечается превосходство рядной системы разработки над площадной в условиях низкопроницаемых коллекторов.

Также многие исследователи сходятся в том, что при эксплуатационном взаимодействии нагнетательных и добывающих скважин на относительно больших дистанциях друг от друга, которые могут наблюдаться между нагнетательной скважиной в центре девятиточечной обращённой сетки скважин и добывающими скважинами в углах сетки, может формироваться так называемая *мёртвая зона низких градиентов давления* и утрачивается связь между продвижением фронта вытеснения и динамикой извлечения флюидов в низкопроницаемых коллекторах. Формирование мёртвой зоны отсутствия взаимодействия впоследствии приводит к взаимозатуханию приёмистостей и дебитов скважин. Таким образом, повышение количества нагнетательных скважин по отношению к добывающим в представленных условиях может быть целесообразным.

Исходя из совокупности описанных выше факторов, в условиях рассматриваемого объекта может быть предложена трансформация реализованной на месторождении обращённой девятиточечной сетки скважин в однорядную, учитывающую преимущественное направление распространения техногенных трещин (с юга на север), а также позволяющую повысить интенсивность заводнения низкопроницаемых коллекторов. Преобразование сетки показано на рисунке 4 (добывающие скважины на рисунке отмечены красным цветом, нагнетательные – синим).

Поскольку в однорядной системе число добывающих скважин примерно равно числу нагнетательных, то эта система *очень интенсивная*. При жёстком водонапорном режиме дебиты жидкости добывающих скважин равны расходам закачиваемого агента в нагнетательные скважины. Эту систему необходимо использовать при разработке низкопроницаемых, сильно неоднородных пластов с целью обеспечения большего охвата пластов воздействием, что полностью соответствует условиям рассматриваемого объекта.

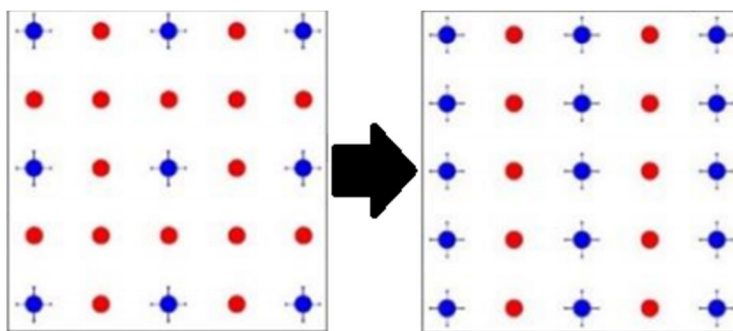


Рисунок 4 – Трансформирование сетки скважин



Выбор участка для применения технологии

Для опробования эффективности принятого технологического решения выбран девятиточечный элемент системы разработки в районе скважины № 2067. На рисунке 5 представлен участок карты остаточных нефтенасыщенных толщин и текущих отборов в выбранном месте, сплошными линиями на карте отмечены линии равных остаточных нефтенасыщенных толщин. В северо-западной части участка располагается невыработанная зона относительно повышенной нефтенасыщенной толщины в 35 метров. Также выбранный район отличается значительной обводненностью продукции добывающих скважин, высокой приёмистостью нагнетательной скважины.

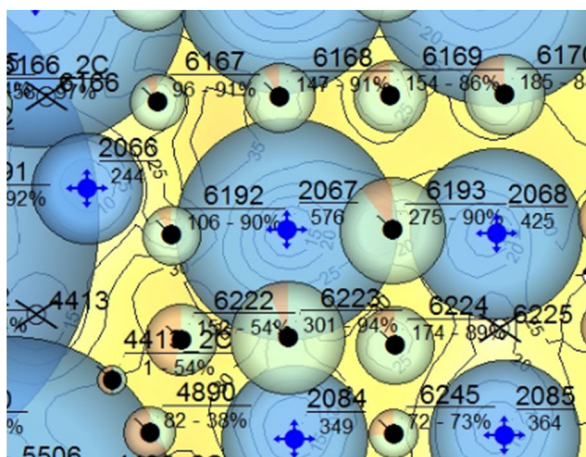


Рисунок 5 – Участок скважины № 2067

В соответствии с принятым технологическим решением, в рассматриваемом элементе девяти-точечной сетки предполагается перевести под нагнетание скважины №№ 6168 и 6223. Скважины достаточно сильно обводнены, что исключает риск значительных потерь в добыче.

Прогнозируемыми преимуществами после внедрения представленного решения являются:

- 1) увеличение охвата вытеснением;
- 2) сокращение объёмов непроизводительной закачки;
- 3) улучшение энергетического состояния участка.

Необходимо отметить, что решения по трансформации сетки скважин и повышению интенсивности заводнения на месторождении предлагались и ранее.

Например, перевод скважины № 3857 в апреле 2004 года позволил прирастить добычу нефти (через 1 год после перевода) на 74 тонн/сут. с дальнейшей тенденцией роста, накопленный прирост составил 9200 тонн. Объём закачки в районе данной скважины через 12 месяцев возрос на 280 м³/сут., накопленная закачка составила 116500 м³.

Таким образом, принятое решение может демонстрировать свою эффективность на практике.

Расчёт технологической эффективности метода

Эффективность применения предлагаемого решения необходимо оценить с технологической точки зрения – посредством анализа прироста текущей добычи нефти. Исходные данные для проведения расчёта представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные для проведения расчёта

Параметр	Значение
Среднее пластовое давление, МПа	30,4
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа · с	1,05
Вязкость воды в условиях пласта, мПа · с	0,4
Средняя продуктивность добывающих скважин, (м ³ /сут)/МПа	30,1
Продуктивность нагнетательной скважины, (м ³ /сут.)/МПа	36,2

Для представленных условий можно найти оптимальное соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соответствующее максимальному дебиту проектной сетки:

$$m = \frac{\eta_{нагн}}{\eta_{доб}} \cdot \sqrt{\mu^*}, \tag{1}$$

где $\eta_{нагн}$ – средний коэффициент продуктивности нагнетательных скважин; $\eta_{доб}$ – средний коэффициент продуктивности добывающих скважин; μ^* – соотношение подвижностей воды и нефти (обычно примерно в 2 раза меньше соотношения вязкостей нефти и воды).



$$\mu^* = \frac{1}{2} \cdot \frac{\mu_{нефти}}{\mu_{воды}}; \tag{2}$$

$$\mu^* = \frac{1}{2} \cdot \frac{1,05}{0,4} = 1,31;$$

$$m = \frac{36,2}{30,1} \cdot \sqrt{1,31} = 1,4 \approx 1.$$

Таким образом, оптимальное соотношение скважин составляет 1 : 1, что соответствует параметрам выбранной однорядной системы.

При стационарном режиме фильтрации в нефтяных пластах – при стационарной работе скважин, когда закачка воды в нагнетательную скважину по объёму в пластовых условиях равна дебиту окружающих скважин, т.е. равна дебиту ячейки скважин:

$$q_{нагн} = m \cdot q_{доб} = q_{ячейки}; \tag{3}$$

$$\eta_{нагн} \cdot \mu^* \cdot (P_{нагн} - P_{пл}) = m \cdot \eta_{доб} \cdot (P_{пл} - P_{доб}) = q_{ячейки} \cdot \tag{4}$$

Может быть получена формула дебита ячейки:

$$q_{ячейки} = \frac{\frac{P_{заб}^{нагн} - P_{заб}^{доб}}{1} + \frac{1}{m \cdot \eta_{доб}}}{\eta_{нагн} \cdot \mu^* + m \cdot \eta_{доб}} \cdot (P_{заб}^{нагн} - P_{заб}^{доб}). \tag{5}$$

Может быть выведена формула для дебита на 1 скважину:

$$q' = \frac{q_{ячейки}}{1+m} = \frac{P_{заб}^{нагн} - P_{заб}^{доб}}{\frac{1}{\eta_{нагн} \cdot \mu^*} + \frac{1}{m \cdot \eta_{доб}}} \cdot \frac{1}{1+m}, \tag{6}$$

где $P_{заб}^{нагн}$ – забойное давление нагнетательной скважины (48 МПа); $P_{заб}^{доб}$ – среднее забойное давление добывающей скважины на участке (22 МПа).

$$q' = \frac{48 - 22}{\frac{1}{36,2 \cdot 1,31} + \frac{1}{1 \cdot 30,1}} \cdot \frac{1}{1+1} = 239,36 \approx 239 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Таким образом, средний дебит добывающей скважины составит 239 м³/сут.

Поскольку средняя обводнённость по участку составляет 86 %, добыча по нефти на скважину до применения решения составляет около 24,5 м³/сут.

При сохранении уровня средней обводнённости по участку, что вероятно, поскольку увеличение закачки вследствие введения дополнительных нагнетательных скважин может компенсироваться дополнительным вытеснением нефти из застойных зон, образовавшихся вследствие недостаточной интенсивности заводнения, после реализации предложенного решения, добыча на скважину по нефти составит 33,5 м³/сут. Таким образом, прирост в добыче на 1 скважину может составить около 9 м³ нефти в сутки.

Выводы

1. На множестве месторождений Западной Сибири с низкопроницаемыми коллекторами применяются малоинтенсивные системы разработки, как правило, обращённые девятиточечные схемы, не пригодные для данных объектов вследствие неудовлетворительного (до 3:1) соотношения числа добывающих и нагнетательных скважин. Необходимым шагом в данном случае является улучшение энергетического состояния объектов посредством ввода нагнетательных скважин.

2. Технологическое решение, предложенное с целью повышения эффективности разработки рассматриваемого объекта, заключающееся в трансформировании системы разработки в более интенсивную, обладает значительной эффективностью и позволяет устранить некоторые недостатки, которыми обладает существующая на данный момент система.

3. Предложенная система разработки позволяет достичь следующих задач:

- 1) обеспечить учёт тренда естественной и техногенной трещиноватости пластов;
- 2) повысить интенсивность заводнения низкопроницаемых пластов с большой геологической неоднородностью, обеспечить равномерность выработки запасов, увеличив тем самым коэффициент охвата;
- 3) улучшить динамику технологических показателей разработки.



4. Предлагаемая к применению рядная система обладает значительными преимуществами над применённой на месторождении площадной.

5. Немаловажно, что массовые трансформации недропользователями систем разработки в сторону усиления поддержания пластового давления являются весьма распространёнными при разработке низкопроницаемых коллекторов.

Список литературы:

1. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.

2. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Москва-Вологда : Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 244 с.

3. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 частях: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021–2022.

4. Амирова Г.Р., Гайнетдинов Р.Х. Обоснование системы разработки пласта Ач месторождения N // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 41–43.

5. Асмандияров Р.Н., Кавардакова В.В. Анализ эффективности трансформации сетки скважин на Малобалыкском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 18–21.

6. Баишев Б.Т., Буракова С.В., Чоловский В.И. Сравнительная оценка показателей работы рядных и площадных систем воздействия // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 6. – С. 39–44.

7. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / В.А. Байков [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 84–100.

8. Гарифуллина Д.Н., Назарько М.Ю. Выбор и обоснование оптимальной плотности сетки эксплуатационных скважин и системы разработки месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – С. 91–94.

9. Грачёв С.И., Коротенко В.А., Кушакова Н.П. Исследование влияния трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти // Записки Горного института. – 2020. – Т. 241. – С. 68–82. DOI: 10.31897/pm.2020.1.68

10. Гуроров А.Ю., Баязитова Л.Р. Состояние фонда скважин на Малобалыкском нефтегазовом месторождении // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2017: сборник трудов международной научно-технической конференции (31 марта 2017 года, г. Октябрьский): в 2-х томах. – Уфа : Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2017. – С. 66–69.

11. Жарикова Н.Х., Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ геолого-промысловой информации для выбора и обоснования вариантов разработки Термокарстового газоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 325–337.

12. Иванов В.С. Обоснование трансформации системы разработки объекта БП Усть-Харампурского месторождения с учётом напряжённо-деформационных свойств горных пород // Вестник магистратуры. – 2019 – № 4-2 (91). – С. 29–31.

13. Авто-ГРП на нагнетательных скважинах в низкопроницаемых коллекторах Ачимовской толщи / А.В. Климов-Каяниди [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 2. – С. 39–43.

14. Оценка влияния градиентов водонасыщенности и капиллярного давления на формирование размера зоны двухфазной фильтрации в сжимаемом низкопроницаемом коллекторе / В.А. Коротенко [и др.] // Записки Горного института. – 2020. – Т. 245. – С. 569–581. DOI: 10.31897/PMI.2020.5.9

15. Анализ эффективности проведения геолого-технических мероприятий на скважинах Кыртаельского месторождения / А.А. Ладенко [и др.] // Успехи современного естествознания. – 2022. – № 5. – С. 95–103.

16. Эффективность применения геолого-технических мероприятий при разработке месторождений / М.В. Муравлева [и др.] // Research. Engineering. Extreme. 2021 : материалы Международной научно-практической конференции (03 июня 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2021. – С. 175–181.

17. Рогачёв М.К., Кондрашев А.О. Обоснование технологии внутрислоистой водоизоляции в низкопроницаемых коллекторах // Записки Горного института. – 2016. – Т. 217. – С. 55–60.

18. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ геолого-промысловой информации для проектирования геолого-технических мероприятий на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 4. – С. 312–327.

19. Савенок О.В., Сафиуллина Е.У., Кусова Л.Г. Анализ применения геолого-технических мероприятий на Ахтынском нефтяном месторождении // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 281–289.

20. Оценка эффективности проведения ГРП на Малобалыкском месторождении / А.А. Симонов [и др.] // Наука и современное общество: актуальные вопросы, достижения и инновации : сборник статей IV Международной научно-практической конференции (30 июля 2020 года, г. Пенза). – Пенза : Издательство «Наука и Просвещение», 2020. – С. 47–50.



21. Стародубцев О.В. Повышение эффективности системы заводнения на Ачимовских отложениях за счёт трансформации системы разработки (на примере Поточного месторождения) // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. – 2018. – С. 48–55.

22. Черевко С.А., Янин А.Н. Анализ проблемы выбора систем разработки низкопроницаемых пластов крупных нефтяных месторождений Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 9. – С. 5–11.

List of references:

1. Gorpinchenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Geological bases of oil and gas fields development: textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – 240 p.

A.A. Ladenko, O.V. Savenok. Theoretical bases of oil and gas fields development: manual. – Moscow-Volgoda : publishing house «Infra-engineering», 2020. – 244 p.

3. Savenok O.V. Design of oil field development: in 2 parts: manual. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021–2022.

4. Amirova G.R., Gaynetdinov R.Kh. Justification of development system of Ach reservoir of N field // Bulatov readings. – 2018. – VOL. 2. – CH. 1. – P. 41–43.

5. Asmandiyarov R.N., Kavardakova V.V. Analysis of efficiency of transformation of well grid at Malobalykskoe field // Oil economy. – 2006. – № 9. – P. 18–21.

6. Baishev B.T., Burakova S.V., Cholovsky V.I. Comparative assessment of performance of in-line and area impact systems // Oil economy. – 1989. – № 6. – P. 39–44.

7. Choice of optimal development system for fields with low-permeability reservoirs / V.A. Baikov [et al.] // Neftgazovoye Delo. – 2011. – № 1. – P. 84–100.

8. Garifullina D.N., Nazarko M.Yu. Selection and justification of the optimal density of the exploitation well grid and field development system // Academic Journal of Western Siberia. – 2015. – P. 91–94.

9. Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P. Study of two-phase filtration transformation influence on formation of undeveloped oil reserves zones // Zapiski Gornogo insti tute. – 2020. – V. 241. – P. 68–82. DOI: 10.31897/pmi.2020.1.68.

10. Gutorov A.Y., Bayazitova L.R. State of the stock of wells in the Malobalyk oil and gas field // Modern technologies in oil and gas business – 2017 : Proceedings of the international scientific and technical conference (March 31, 2017, Oktyabrsky): in 2 volumes. – Ufa : Publishing house of Ufa State Petroleum Technical University, 2017. – P. 66–69.

11. Zharikova N.Kh., Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of geological and field information to select and justify options for the development of Termokarstovoy gas condensate field // Science. Technology. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2022. – № 4. – P. 325–337.

12. Ivanov V.S. Justification of the transformation of the BP object development system of Ust-Kharampurskoe deposit taking into account the stress-strain properties of rocks // Bulletin of the Master's degree. – 2019 – № 4–2 (91). – P. 29–31.

13. Auto-perforating on injection wells in low-permeability reservoirs of Achimovskaya stratum / A.V. Klimov-Kayanidi [et al] // Izvestiya vysshee obrazovatel'nykh obrazov. Oil and gas. – 2018. – № 2. – P. 39–43.

14. Assessment of the influence of water saturation and capillary pressure gradients on the formation of the size of the two-phase filtration zone in a compressible low-permeability reservoir / V.A. Korotenko [et al.] // Proceedings of the Mining Institute. – 2020. – V. 245. – P. 569–581. DOI: 10.31897/PMI.2020.5.9

15. Analysis of the effectiveness of geological and technical measures at the wells of Kyr-Taelskoye field / A.A. Ladenko [et al.] // Uspekhi sovremennogo naukistva [Advances of Modern Natural Science]. – 2022. – № 5. – P. 95–103.

16. Effectiveness of geological and technical measures in the development of the deposits / M.V. Muravleva [et al.] // Research. Engineering. Extreme. 2021 : materials of International Scientific-Practical Conference (June, 03, 2021, Krasnodar). – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2021. – P. 175–181.

17. Rogachev M.K., Kondrashev A.O. Rationale for the technology of in-situ water insulation in low-permeability reservoirs // Proceedings of the Mining Institute. – 2016. – V. 217. – P. 55–60.

18. Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of geological and field information for the design of geological and technical measures in the Yuzhno-Russkoye oil and gas condensate field // Science. Technology. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2021. – № 4. – P. 312–327.

19. Savenok O.V., Safiullina E.U., Kusova L.G. Analysis of application of geological and technical measures in Akhtyn oil field // Bulatov readings. – 2022. – V. 1. – P. 281–289.

20. Evaluation of Hydraulic Fracturing Efficiency in Malobalyk field / A.A. Simonov [etc.] // Science and modern society: current issues, achievements and innovations : a collection of papers of IV International Scientific-Practical Conference (July 30, 2020, Penza). – Penza : publishing house «Nauka i Prosveshchenie», 2020. – P. 47–50.

21. Starodubtsev O.V. Increase of flooding system efficiency in Achimovsk deposits due to development system transformation (on the example of Potok field) // Actual problems of oil and gas industry. – 2018. – P. 48–55.

22. Cherevko S.A., Yanin A.N. Analysis of the problem of selecting systems for development of low-permeability reservoirs of large oil fields in Western Siberia // Oilfield Business. – 2017. – № 9. – P. 5–11.