



УДК 622.276

**ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ  
ПО ОПЫТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ-АНАЛОГОВ  
НА ПРИМЕРЕ ПОЛЯРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**SELECTION OF THE OPTIMAL DEVELOPMENT SYSTEM BASED  
ON THE EXPERIENCE OF DEVELOPING OF EQUIVALENT FIELDS  
USING THE EXAMPLE OF THE POLYARNOYE FIELD**

**Даценко Елена Николаевна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
aldac@mail.ru

**Орлова Инна Олеговна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
assoletta77@mail.ru

**Авакимян Наталья Николаевна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры общей математики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
avnatali@mail.ru

**Аннотация.** В статье проведён анализ систем разработки по месторождениям-аналогам на примере Полярного месторождения. Сделано обоснование выделения эксплуатационных объектов, обоснование выбора системы разработки для карбонатных пластов Полярного месторождения и обоснование оптимальной системы разработки. Приведены технологические показатели варианта разработки месторождения.

**Ключевые слова:** технологические показатели варианта разработки месторождения, анализ систем разработки по месторождениям-аналогам, обоснование выделения эксплуатационных объектов, обоснование выбора системы разработки для карбонатных пластов Полярного месторождения, обоснование оптимальной системы разработки, технологические показатели варианта разработки месторождения.

**Datsenko Elena Nikolaevna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor  
of Oil and Gas Engineering Department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
aldac@mail.ru

**Orlova Inna Olegovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor  
of Oil and Gas Engineering Department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
assoletta77@mail.ru

**Avakimyan Natalya Nikolaevna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor  
of General Mathematicians Department,  
Kuban state technological university  
avnatali@mail.ru

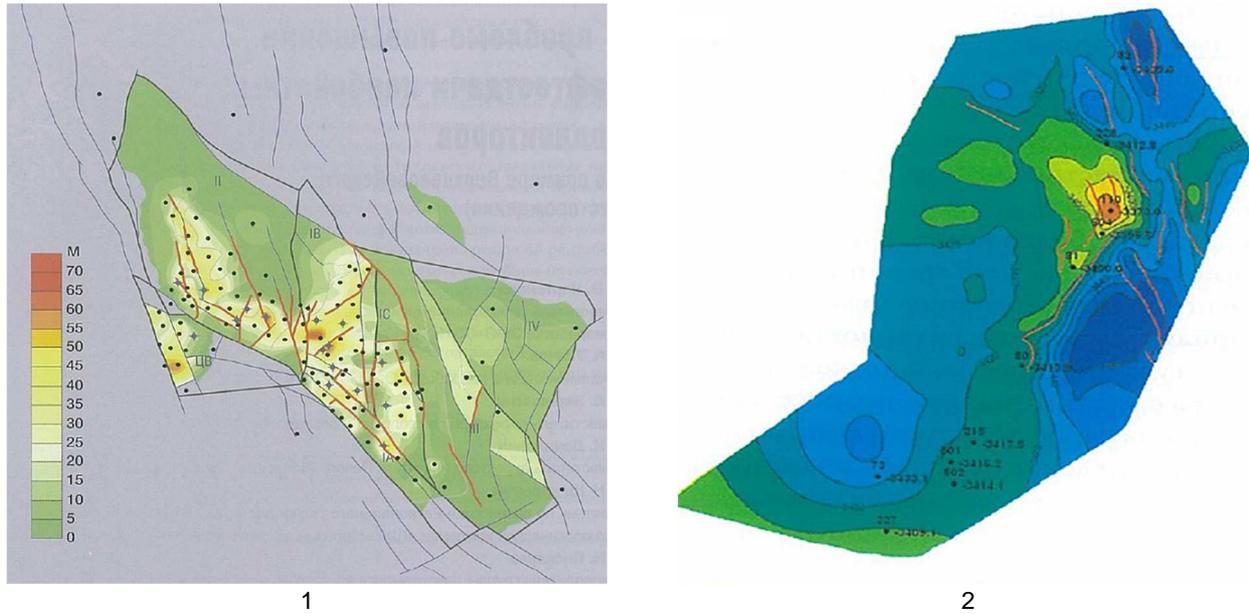
**Annotation.** The article analyzes the development systems for similar deposits using the example of the Polar deposit. The rationale for the allocation of production facilities, the rationale for the selection of a development system for carbonate formations of the Polyarnoye field, and the rationale for the optimal development system are made. The technological parameters of the field development option are given.

**Keywords:** technological indicators of a field development option, analysis of development systems for equivalent fields, substantiation of the allocation of operational facilities, substantiation of the choice of a development system for carbonate formations of the Polyarnoye field, substantiation of the optimal development system, technological parameters of the field development option.

**А** анализ систем разработки по месторождениям-аналогам

Для оптимизации расчётов Полярного месторождения рассмотрены системы разработки на месторождениях-аналогах Тимано-Печорской провинции. В частности, на Восточно-Рогозинском и Верхневозейском месторождениях к 2018 году определённая система не была сформирована (рис. 1).

В 2018 году на Верхневозейском месторождении была запланирована реализация 7-точечной системы плотностью 64 га/скв. на неразбуренных участках. Показано, что соотношение добывающих и нагнетательных скважин 2:1 является оптимальным для поддержания пластового давления заводнением, поэтому 7-точечная схема рассматривается в качестве основной.



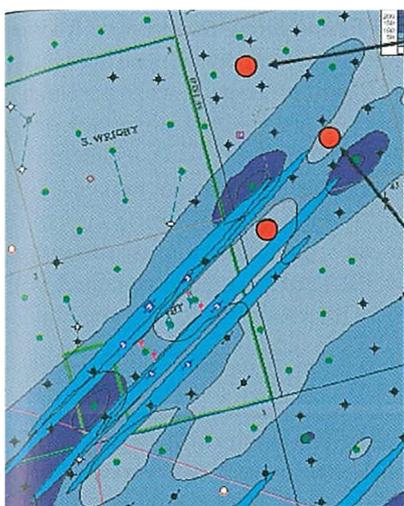
**Рисунок 1** – Месторождения-аналоги Тимано-печорской провинции:  
1 – Верхневозейское; 2 – Восточно-Рогозинское

Предпринята попытка уплотнения сетки скважин, но она оказалась неэффективной. В связи с тем, что вторичная среда образует единую связную систему, пробуренный в зоне предполагаемых остаточных запасов на участке с двумя нагнетательными и тремя добывающими скважинами боковой ствол вошёл в эксплуатацию с такой же обводнённостью, как и окружающие добывающие скважины.

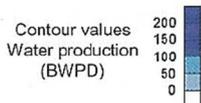
На месторождениях вала Гамбурцева была реализована 7-точечная сетка с расстоянием 750 м между скважинами, позже модифицированная в ходе эксплуатации.

Выбор системы разработки для трещиноватых карбонатных коллекторов оказывается достаточно неочевидным, что можно проследить на примере зарубежных месторождений. Для коллекторов таких типов реализованы практически все системы разработок, модифицированные в ходе эксплуатации или же локально изменяющиеся при уточнении геологического строения.

Оценка оптимальных расстояний между скважинами может базироваться на следующих фактах. Для месторождения Spraberry Trend (USA, Texas), открытого в 1949 году, за 50 лет разработки (до 1999 года) КИН менее 10 % (рис. 2). Закачка воды привела к резкому обводнению в направлении распространения трещин и не дала никакого эффекта в продуктивных скважинах, расположенных перпендикулярно направлению развития трещин (40–80 акров или 16–32 га на скважину). При этом скважины, расположенные по направлению развития трещин, обводнились с момента запуска закачки с 8 до 45 % за несколько месяцев.



SPRABERRY RESERVOIR PARAMETERS	
Original reservoir pressure, psia	2,300
Saturation pressure, psia	1,840
Reservoir temperature, °F	138
Initial water saturation, %	35
Initial oil saturation, %	65
Matrix porosity, %	10.0
Effective permeability, md	2.0–183.0
Matrix permeability	0.1–1 md
Pore compressibility, psi <sup>-1</sup>	4.00 E–6
Fracture porosity, %	0.1
Fracture permeability ratio ( $k_{xf}/k_{yf}$ )	15/0.25
Estimated shape factor ( $\sigma$ )	1.47
Dominant fracture orientation	NE/SW



**Рисунок 2** – Месторождение Spraberry Trend (USA, Texas)



Проведённый анализ показал, что преимущественного выбора систем разработки для подобных коллекторов нет, но существует предельная оценка оптимальных расстояний между скважинами, связанная как с оптимальной экономикой, так и со свойствами коллектора. Поэтому в первоначальных расчётах рассматривались 5-, 7-, 9-точечные и рядная схемы разработки с варьируемыми расстояниями от 700 до 1100 м между вертикальными и наклонно-направленными скважинами (рис. 3).

	5-точка	7-точка (сотовая)	7-точка (регулярная)	9-точка	рядная система
700	●	●	●	●	●
800	●	●	●	●	●
900	●	●	●	●	●
1000	●	●	●	●	●
1100	●	●	●	●	●

Рисунок 3 – Схема расчётных вариантов

Результаты расчётов (рис. 4) показали, что для вертикальных (ВС) или наклонно-направленных скважин (ННС) наиболее оптимальная выработка (темпы разработки) достигается при применении 7-точечной сотовой системы разработки при любых расстояниях.



Рисунок 4 – Расчёты по темпам выработки для различных систем разработки

Выбор оптимального расстояния между скважинами для достижения наилучшего соотношения КИН –  $N \square V$ : для эффективной 7-точечной системы разработки расчёт оптимального расстояния для достижения максимального КИН показывает, что наиболее приемлемой оказывается сетка с расстоянием 800 м между скважинами (рис. 5). Но с учётом экономики варианта более оптимальной сеткой является сетка с расстоянием между скважинами 900 м. Причём положительной экономики в варианте для Полярного месторождения не удаётся добиться при любой комбинации сеток-расстояний для вертикальных скважин.

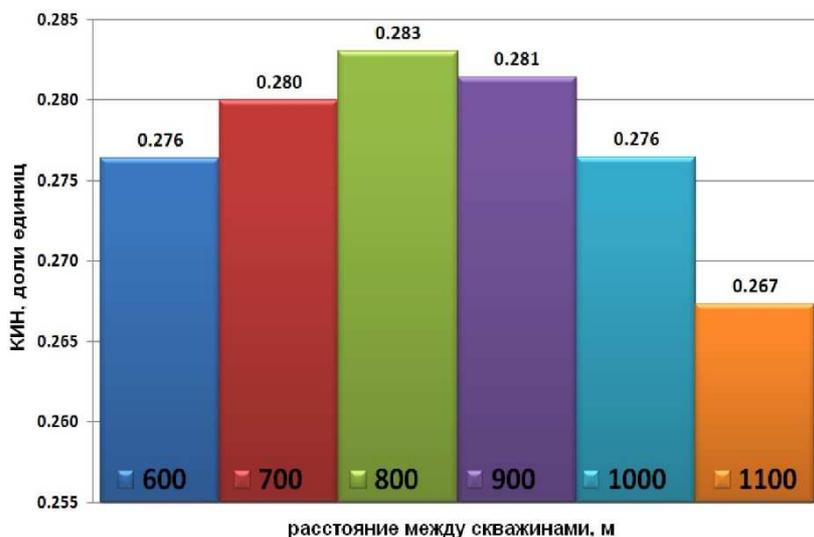


Рисунок 5 – Расчёт оптимального расстояния



Следовательно, за основу для выбора системы разработки принимается 7-точечная сетка с расстоянием между скважинами 900 м.

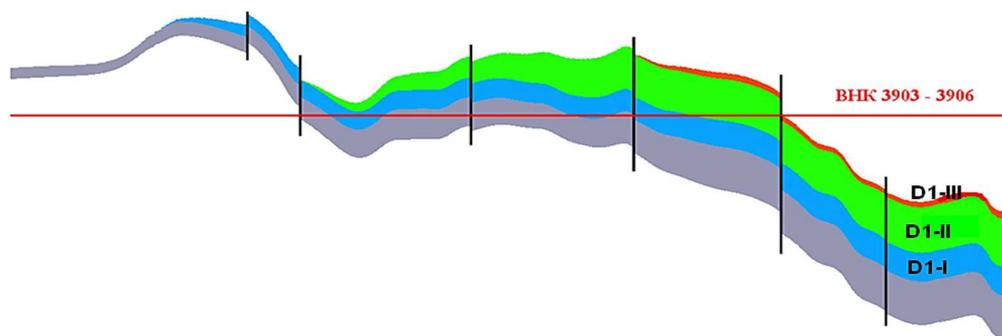
### Обоснование выделения эксплуатационных объектов

Выделение эксплуатационных объектов определяется следующими геолого-физическими факторами:

- 1) взаимное расположение продуктивных пластов по разрезу;
- 2) литологическая характеристика пород-коллекторов и характер их насыщения;
- 3) тип коллектора;
- 4) состав и свойства насыщающих пласт флюидов;
- 5) термобарические условия залежей и режим их работы;
- 6) наличие плотных разделов между отдельными пластами, положение ВНК по разновозрастным залежам и степень совмещения их в структурном плане.

Наиболее оптимальным является объединение отдельных пластов в эксплуатационные объекты. В этом случае при относительном сходстве геолого-физических характеристик пластов и свойств пластовых флюидов, а также при совпадении площадей нефтеносности может быть достаточно эффективной эксплуатация нескольких пластов единой сеткой скважин, особенно при условии применения в скважинах современных методов оптимизации добычи.

На месторождении нефтеносными являются продуктивные пласты карбонатных отложений лоховского яруса нижнего девона D1: D1-I, D1-II и D1-III, имеющие среднюю глубину залегания соответственно минус 3977, 3971 и 3976 м (рис. 6).



**Рисунок 6** – Залегание продуктивных пластов карбонатных отложений лоховского яруса нижнего девона D1 Полярного месторождения

На Полярном месторождении водонефтяные контакты по всем подсчётным объектам определены на диапазоне абсолютных отметок от минус 3903,0 м до минус 3906,0 м. Определение ВНК проведено с учётом результатов опробования скважин и результатов интерпретации ГИС.

Водонефтяной контакт по залежи первого подсчётного объекта D1-I принят на отметке минус 3906,0 м, что подтверждается результатами опробования скважины № 16, по которой на глубине 3892,5–3902,5 м получен приток нефти с дебитом 32 м<sup>3</sup>/сут., а на глубине 3892,5–3918,5 м – приток нефти с водой – 215 м<sup>3</sup>/сут.

По залежи подсчётного объекта D1-II ВНК принят на абсолютной отметке минус 3906,0 м. Принятая отметка определена по результатам испытания в скважине № 71, в которой помимо интервалов, давших притоки чистой нефти, установлены интервалы с притоком воды с плёнкой нефти на глубинах незначительно ниже ВНК.

Для залежи D1-III ВНК принимается на отметке минус 3906,0 м. Залежь ограничивается линией водонефтяного контакта на северо-западе.

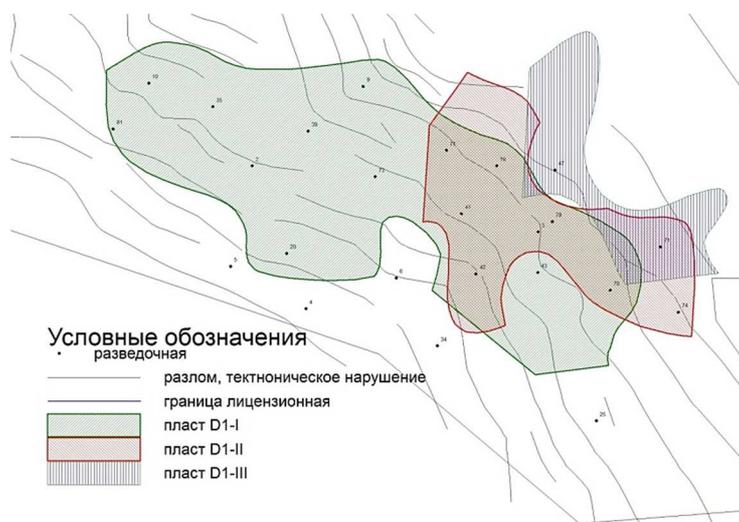
Таким образом, ВНК принят на абсолютных отметках минус 3903–3906 м.

Контуры залежей имеют сложную форму, в плане частично перекрываются (рис. 7). Нижняя залежь (пласт D1-I) является преобладающей по площади и по величине запасов. В структурном плане вторая по величине залежь D1-II на большей площади совпадает с нижележащей D1-I. Верхняя залежь D1-III существенно меньше как по запасам, так и по площади, выявлена только в восточной части месторождения и частично совпадает в плане с нижележащими.

В прилагаемом к лицензионному соглашению пакете геолого-геофизической информации по участку недр все залежи по типу отнесены к пластовым сводовым, стратиграфически и литологически экранированным. Согласно интерпретации, ГИС продуктивные интервалы пластов разделяются интервалами неколлектора. Вместе с тем по описанию керна интервалы неколлектора между продуктивными пластами характеризуются распространением трещин и поэтому не являются надёжным флюидоупором. Наличие большого количества тектонических нарушений, сопровождающихся приразломными и оперяющими трещинами, приводит к гидродинамической связности пластов. Проницаемость



коллектора такого типа определяется наличием сети трещин. Геолого-физическая характеристика пластов представлена в таблице 1.



**Рисунок 7** – Совмещённые контуры продуктивных пластов карбонатных отложений лоховского яруса нижнего девона D1 месторождения

**Таблица 1** – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения

Параметры	Месторождение		
	Пласт		
	D1-I	D1-II	D1-III
Тип залежей	пластовые, стратиграфические, экранированные		
Тип коллектора	трещинно-кавернозно-поровый		
Средняя глубина залегания, м	3834,2	3834,6	3858,9
Средняя общая толщина, м	30,3	40,2	23,3
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	16,9	12,4	12,1
Пористость, доли ед.	0,07	0,05	0,06
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,79	0,71	0,80
Проницаемость по гидродинамическим исследованиям: керн / ГДИ, $10^{-15} \text{ м}^2$	1 - 2,5 2 - 1261 (163)	— 4 - 93 (42)	— 4 - 18 (10,25)
Пластовое давление, МПа	42	42	41,7
Пластовая температура, °С	87,9	82	—
Плотность пластовой нефти, кг/м <sup>3</sup>	771,5	771,5	771,5
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	832,1	858,2	872,7
Объёмный коэффициент, доли ед.	1,194	1,194	1,194
Содержание смол, % вес	3,8	4,9	5,1
Содержание асфальтенов, % вес	3,0	7,5	7,1
Содержание парафинов, % вес	9,3	8,5	13,9
Содержание серы, % вес	0,4	0,4	0,5
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	2,13	2,13	2,13
Давление насыщения, МПа	10,4	10,4	10,4
Газосодержание, нм <sup>3</sup> /т	75,47	73,18	71,96

Физико-химические свойства нефти по всем залежам близки между собой.

Схожесть пластов D1-I, D1-II и D1-III, а также наличие гидродинамической связи между ними позволяет рассматривать их как единый эксплуатационный объект, часть скважин на котором будет работать на нижнюю залежь D1-I, часть совместно на залежи D1-I, D1-II и D1-III.



Таким образом, на Полярном месторождении выделяется один эксплуатационный объект, объединяющий пласты D1-I, D1-II и D1-III.

### Обоснование выбора системы разработки для карбонатных пластов Полярного месторождения

Ранее нами сделан вывод, что в «проблемных» зонах, связанных с близостью ВНК, наличием большого количества разобщённых залежей, совпадающих в плане, наличием нескольких пластов и большим количеством тектонических нарушений, оптимальной является «сотовая» 7-точечная система разработки. В зонах, находящихся вдали от ВНК, для уменьшения соотношения  $\frac{N_{доб}}{N_{нагн}}$ , т.е. для увеличения нагнетательного фонда применяем регулярную 7-точечную систему разработки.

По аналогичным пластам Полярного месторождения выбор заканчиваний скважин определяется геологическим строением. Различные оптимальные при данной геологии системы разработки: регулярная 7-точечная, растянутая 7-точечная и рядная с различными заканчиваниями скважин приведены на рисунке 8.

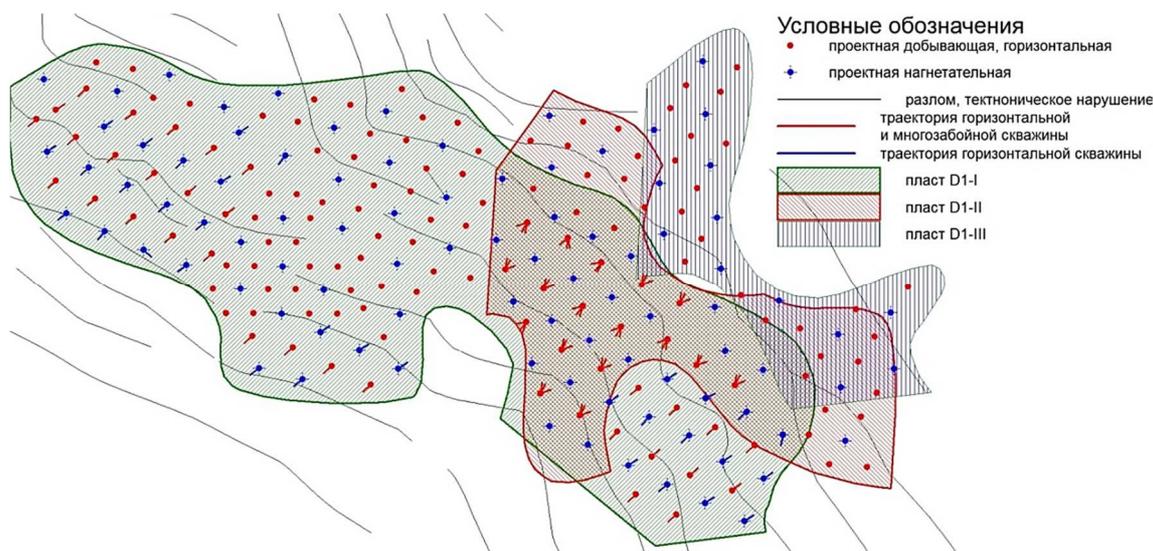
Регулярная 7-точечная система разработки с вертикальными и наклонно-направленными скважинами для первых трёх кустов (регион 1 на рис. 8) обусловлена необходимостью получения дополнительных данных по анизотропии пласта, для уточнения коллекторских свойств, для проведения серии первоочередных исследований, по которым будет проводиться дальнейшая корректировка разработки месторождения.

Для оптимизации сетки скважин с учётом анизотропии пласта, близости ВНК и с целью увеличения экономической эффективности (регион 2 на рис. 8) применяется растянутая 7-точечная сетка.

При разработке одного пласта вдали от зон ВНК наиболее эффективно применение горизонтальных скважин (рис. 9). Например, при нефтенасыщенной мощности пласта порядка 20–30 м разнесение нагнетательных и добывающих скважин к подошве и кровле пласта соответственно позволит организовать эффективное вертикальное вытеснение. Зоны разработки горизонтальными скважинами соответствуют региону 3 на рисунке 9.

Принцип выбора:

- 1) разработка одного пласта (с нефтенасыщенной мощностью до 25 м);
- 2) разнесение нагнетательных и добывающих скважин по высоте для эффективного вертикального вытеснения.



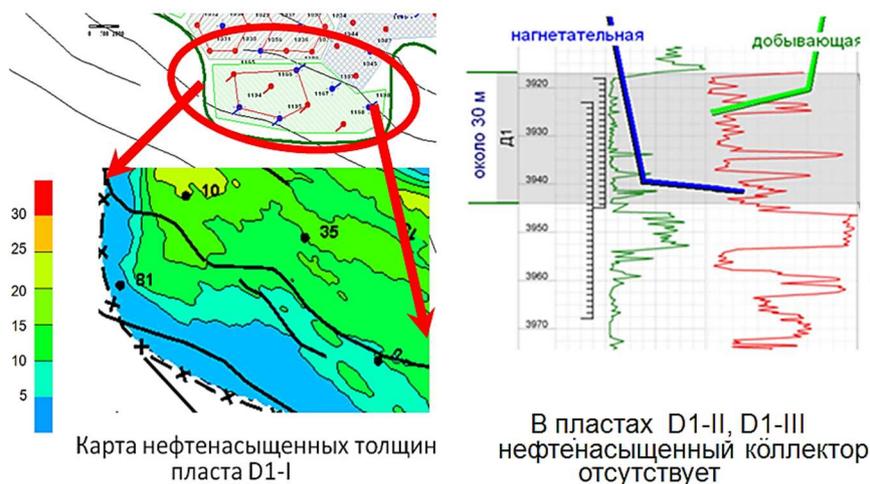
**Рисунок 8** – Зональный выбор различных систем разработки и методов заканчивания в зависимости от геологического строения, близости ВНК и тектонических нарушений:

- 1 – регулярная 7-точечная система размещения скважин (вертикальные и наклонно-направленные скважины);
- 2 – растянутая 7-точечная система, ориентированная по преимущественному направлению разломов (наклонно-направленные скважины с углом входа в пласт 70°; 3 – трёхрядная система горизонтальных скважин;
- 4 – многоствольные скважины, два ствола на основной пласт D1-I, один ствол на пласт D1-II

Принцип выбора:

- 1) разработка основного пласта D1-I двумя стволами для увеличения зоны дренирования;
- 2) пласта D1-II одним стволом.

Наконец, зона 4 на рисунке 10 – это зона размещения многоствольных скважин, наличие двух пластов, удалённость от зоны ВНК, увеличение площади дренирования наиболее продуктивного пласта D1-I.

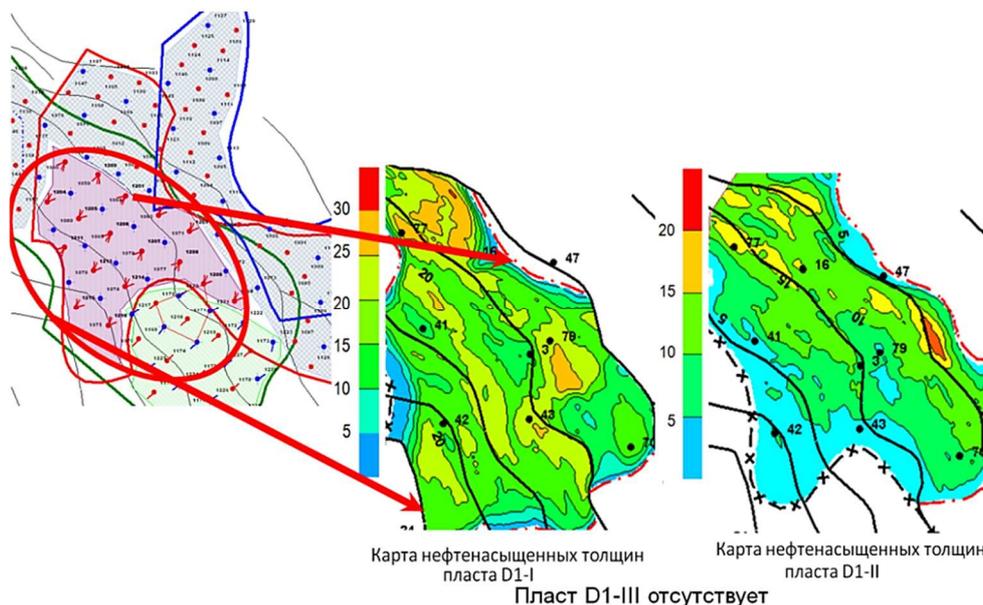


**Рисунок 9** – Обоснование выбора системы разработки (район скважины № 20); система: рядная, горизонтальные стволы

**Обоснование оптимальной системы разработки**

Выбор оптимальной системы разработки проводился по следующей схеме:

- 1) анализ систем разработки по месторождениям-аналогам;
- 2) выбор оптимальной сетки для вертикальных скважин в зависимости от темпов выработки (рассмотрены площадные и рядные системы разработки);
- 3) выбор оптимального расстояния между скважинами для достижения наилучшего соотношения КИН – NPV;
- 4) выбор заканчивания для оптимизации системы разработки;
- 5) выбор методов разработки;
- 6) обоснование стратегии и принципиальных положений разработки месторождения.



**Рисунок 10** – Обоснование выбора системы разработки; система: рядная, многоствольные (трёхствольные) скважины

Для принятия решения о выборе системы разработки рассмотрены различные варианты площадных и рядных систем.

Выбор плотности сетки скважин проводится с учётом особенностей разработки трещиноватых коллекторов. Учитываются две взаимно противоречивые тенденции:

- 1) уплотнение сетки скважин в пластах с двойной пористостью приводит к уменьшению коэффициента заводнения, так как происходит ускоренный прорыв воды по высокопроницаемой системе трещин, в то время как матрица остаётся незаводнённой;



2) при разряжении сетки скважин происходит объективное снижение коэффициента охвата.

Таким образом, снижение КИН наблюдается как при уплотнении, так и при разряжении сетки скважин. Поэтому решалась задача об оптимизации сетки, обеспечивающей максимально возможный КИН.

На месторождении выделяется один эксплуатационный объект, объединяющий пласты D1-I, D1-II и D1-III. Объединение пластов в единый объект разработки было произведено на основании геолого-физических характеристик и режимов работы пластов.

При наличии одного эксплуатационного объекта на Полярном месторождении согласно опыту разработки месторождений-аналогов, рекомендуется разбуривание месторождения по 7-точечной системе с расстоянием между скважин 900 м. Такой выбор обосновывается тем, что на первоочередных кустах планируется провести ряд дополнительных исследований. Для учёта анизотропии пласта предлагается ввести растянутую 7-точечную систему, рядную с горизонтальными скважинами и многозабойные скважины в зоне с несколькими пластами. Основной метод разработки – нестационарная закачка воды. По данному объекту рассмотрен следующий вариант разработки.

На Полярном месторождении заложено к бурению один 7-точечный элемент, который может быть сформирован с кустов 1 и 2. Т.к. строительство поверхностного обустройства предполагается после запуска Заполярного месторождения, то ввод в пробную эксплуатацию Полярного месторождения возможен только в 2020 году. Запланированный период пробной эксплуатации – 1 год, в течение которого будет выполнена программа исследований на элементе эксплуатационных скважин.

Общий фонд скважин по варианту – 229 шт., в т.ч. добывающих – 137, нагнетательных 92. Период разбуривания намеченного проектного фонда составляет 16 лет. Плотность сетки скважин 50,1 га/скв.

Размещение проектных скважин приведено на рисунке 11. На этом рисунке показано размещение многозабойных скважин в зоне совпадения в плане залежей в пластах D1-I, D1-II и D1-III. В зонах с уплотнёнными коллекторами планируется бурение горизонтальных добывающих скважин. Ввод в эксплуатацию объекта с 2020 года, ввод системы ППД с 2021 года. Фонд скважин для бурения составляет 229 скважин. Из них добывающих наклонно-направленных 89, горизонтальных 31, многоствольных 17. Нагнетательных: наклонно-направленных 59, горизонтальных 33.

Для достижения проектного КИН, который утверждён на уровне 0,376, предлагается создание системы ППД с нагнетанием в пласт в качестве рабочего агента смеси воды, ШФЛУ и излишков сухого газа. Этот метод позволяет попутно решить проблему утилизации газа при разработке месторождения. Метод водогазового воздействия на пласты базируется на создании эффекта смешивающего вытеснения за счёт закачки смеси «вода – ШФЛУ – газ» с перераспределением потоков за счёт нестационарной закачки.

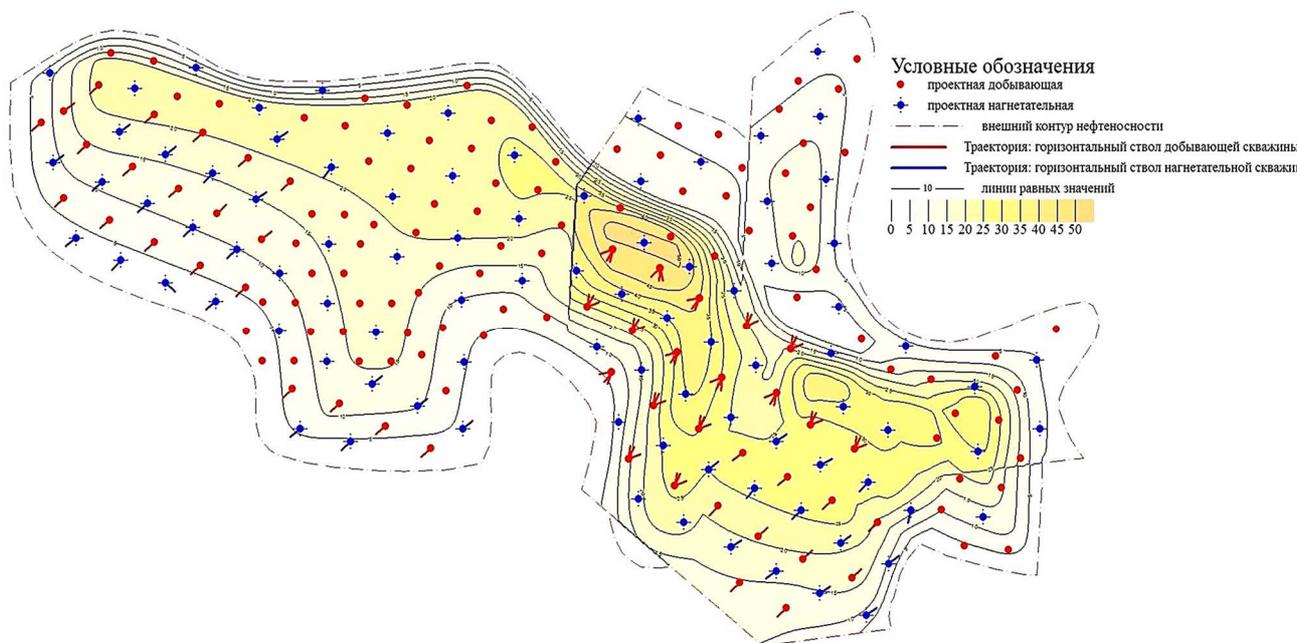


Рисунок 11 – Размещение проектных скважин на Полярном месторождении

### Технологические показатели варианта разработки месторождения

Обоснование прогноза добычи нефти и объёма буровых работ по расчётному варианту на 20 лет по рекомендуемому варианту представлено в таблице 2.



**Таблица 2** – Обоснование прогноза добычи нефти и объёма буровых работ на Полярном месторождении. Объект D1-I + D1-II + D1-III (категория запасов C1 + C2). Вариант 1 (рекомендуемый)

№№ п/п	Показатели	годы				
		2020	2021	2022	2023	2024
1	Добыча нефти всего, тыс. тонн	313,0	598,7	1559,0	2072,4	2249,6
2	В т.ч.: – из переходящих скважин	0,0	477,6	684,4	1520,9	1604,7
3	– из новых скважин	313,0	121,1	874,6	551,5	644,9
4	– из механизированных скважин	313,0	598,7	1559,0	2072,4	2249,6
5	Ввод новых добывающих скважин, всего, шт.	7	6	21	16	18
6	В т.ч.: – из эксплуатационного бурения	7	6	21	16	18
7	– из разведочного бурения	0	0	0	0	0
8	– переводом с другого объекта	0	0	0	0	0
9	Среднесуточный дебит нефти новых скважин тонн/сут.	253,6	134,3	198,4	167,2	174,5
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	176	150	210	206	205
11	Средняя глубина новой скважины, м	4964	5187	4947	4978	5127
12	Эксплуатационное бурение, всего, тыс. м	35	31	104	80	92
13	В т.ч.: – добывающие скважины	35	31	104	80	92
14	– вспомогательные и специальные скважины	0	0	0	0	0
15	Расчётное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, дней	329	329	329	329	329
16	Расчётная добыча нефти из новых скважин предыдущего года в данном году, тыс. тонн	0,0	583,2	264,7	1368,7	878,7
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс. тонн	0,0	0,0	477,6	684,4	1520,9
18	Расчётная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. тонн	0,0	583,2	742,3	2053,1	2399,6
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс. тонн	0,0	477,6	684,4	1520,9	1604,7
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс. тонн	0,0	-105,6	-57,9	-532,3	-794,8
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	-18,1	-7,8	-25,9	-33,1
22	Мощность новых скважин, тыс. тонн	583,2	264,7	1368,7	878,7	1032,1
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	1	6	8	5
24	В т.ч. под закачку	0	1	6	8	5
25	Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	7	12	27	35	48
26	В том числе нагнетательных в отработку, шт.	3	3	8	7	5
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	7	12	27	35	48
28	Перевод скважин на механизированную добычу, шт.	7	6	21	16	18

На рисунке 12 приведён график ввода скважины по месторождению в целом и профиль добычи нефти по годам.

Максимальные уровни добычи нефти – 2360,1 тыс. тонн (2027 г.), жидкости – 6194,9 тыс. тонн (2034 г.), закачки – 6761,2 тыс. м<sup>3</sup> (2034 г.), газа – 174,4 млн м<sup>3</sup>. Срок разработки 52 года (с 2020-2071 гг.). За весь срок разработки отбор нефти составит 57590 тыс. тонн, жидкости 206583,1 тыс. тонн, накопленная добыча газа 4254,9 млн м<sup>3</sup>, коэффициент извлечения нефти – 0,376 доли ед. Удельные извлекаемые запасы нефти на одну скважину эксплуатационного фонда составят 251,5 тыс. тонн.

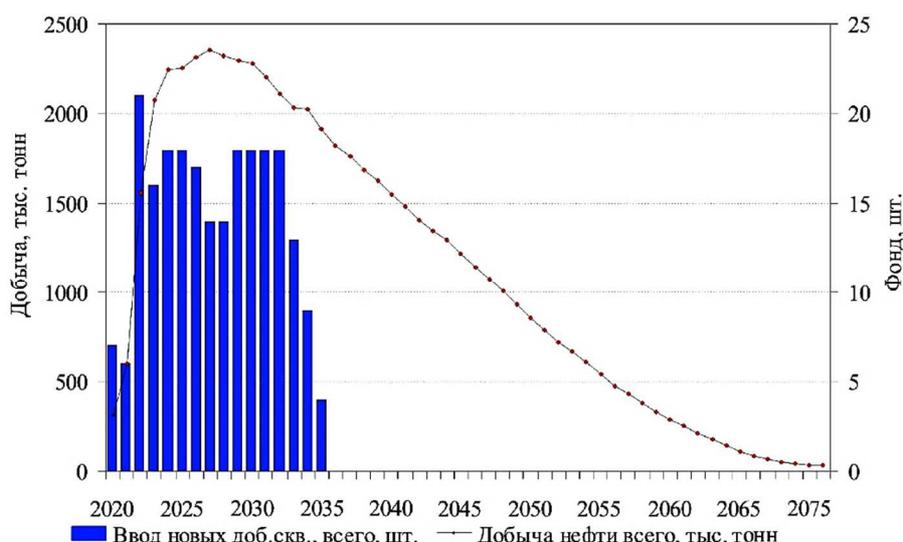


Рисунок 12 – Технологические показатели разработки по месторождению

**Литература**

1. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов / А.И. Булатов [и др.]. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
7. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
8. Баландин Л.Н., Грибеников О.А., Свиридова И.А. Текущее состояние работы добывающих скважин в зависимости от забойных давлений // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 65–69.
9. Гусейнова Д.Ф. Оценка степени дренируемости нефтяной залежи в условиях недостаточности информации // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 152–155.
10. Ботвиновская О.А., Загуренко А.Г., Ганичев Д.И. Восполнение недостающей петрофизической информации с использованием данных месторождений-аналогов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 32–35.
11. Былин А.В., Раупов И.Р. Контроль за процессом нефтеизвлечения при внутрислоистой водоизоляции // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 39–41.
12. Вороненко Е.С., Мугатабарова А.А. Анализ данных показателей вытеснения нефти водой карбонатных пород с различными фильтрационными свойствами // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 61–64.
13. Гостева Е.Д., Петров В.И. Критерии сопоставимости при использовании сравнительного подхода для оценки углеводородных месторождений // Имущественные отношения в Российской Федерации. – 2011. – № 4 (115). – С. 74–86.
14. Дерюшев А.Б. Опыт трёхмерного геологического моделирования перспективных структур с применением результатов сейсмо- и литолого-фациального анализов, а также данных месторождений-аналогов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – Т. 12. – № 7. – С. 18–26.
15. Проблема поиска месторождений-аналогов и методика её решения / А.Т. Кошелёв [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 10–12.
16. Использование критериев сопоставимости при поиске аналогичных месторождений углеводородов / И.О. Орлова [и др.] // Технические и технологические системы: Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24–26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 285–290.

**References**

1. Ecology at construction of the oil and gas wells: textbook for students of higher educational institutions / A.I. Bulatov [et al.]. – Krasnodar : «Enlightenment-South» LLC, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal: in 2 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Vol. 1–2.



3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
6. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at development of wells. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
7. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
8. Balandin L.N., Gribennikov O.A., Sviridova I.A. Current operation state of the producing wells depending on the downhole pressure // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part. 1. – P. 65–69.
9. Guseynova D.F. Estimation of a drainage degree of an oil deposit under the information insufficiency conditions // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part. 1. – P. 152–155.
10. Botvinovskaya O.A., Zagurenko A.G., Ganichev D.I. Replenishment of the missing petrophysical information with use of the analogous fields data // Petroleum industry. – 2009. – № 11. – P. 32–35.
11. Bylin A.V., Rapov I.R. Control of the oil recovery process at the intra-plast water shut-off // Bulatovskie readings. – 2017. – Part. 2. – P. 39–41.
12. Voronenko E.S., Mugatabarova A.A. Analysis of the oil displacement indexes by the carbonate rocks water with different filtration properties // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 61–64.
13. Gosteva E.D., Petrov V.I. Comparability criteria at use of the comparative approach for hydrocarbon deposits estimation // Property relations in Russian Federation. – 2011. – № 4 (115). – P. 74–86.
14. Deryushev A.B. Experience of Three-dimensional Geological Modeling of Promising Structures with Application of Results of Seismic and Lithological-Facial Analyses as well as Data of Analog Fields // Vestnik of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil-gas and mining. – 2013. – Vol. 12. – № 7. – P. 18–26.
15. Problem of search of analog fields and methods of its solution / A.T. Koshelev [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2014. – № 7. – P. 10–12.
16. Use of compatibility criteria in search of similar hydrocarbon fields / I.O. Orlov [et al.] // Technical and technological systems: Proceedings of the Eighth International Scientific Conference «TTS-16» (November 24–26, 2016) / FGBOU VPO «KubGTU», A.K. Serov KVVAVL; general edited by B.H. Gaitov. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – P. 285–290.