

УДК 622.276

## **ОБОСНОВАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ВЫРАБОТКЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Д**

**Сепык О.Я., Серов К.В., Иванов А.М.**

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень,  
ул. Володарского, 38), e-mail: sssep@mail.ru*

Цифровые геологические модели были построены отдельно по пластам D3ps и D3tm. При построении моделей учтена информация по семи разведочным скважинам. Создание фильтрационной модели и моделирование процессов фильтрации производились в гидродинамическом симуляторе. Основой для создания фильтрационных моделей служит комплекс исходных данных, основными компонентами которого являются геологическая модель, физико-химические свойства флюидов и породы, фильтрационно-емкостные характеристики пласта, описание скважин. На данной стадии изученности пласты Д месторождения объединены в один эксплуатационный объект разработки тимано-пашийского горизонта – D3tm+D3ps. Формирование технологических вариантов Д месторождения проведено с учётом геолого-геофизической характеристики залежей, особенностью строения и стадии разработки. Всего рассмотрено пять вариантов разработки. Вариант «базовый» предусматривает продолжение разработки действующими скважинами. Вариант 1 подразумевает реализацию решений действующего проектного технологического документа. Варианты 2-4 различаются системой разработки, видом воздействия, количеством скважин и расстоянием между ними, сроками разработки и коэффициентами извлечения нефти. По Д месторождению к реализации рекомендуется вариант 3, обеспечивающий достижение утверждённого коэффициента извлечения нефти при экономически рентабельных показателях и площадную обращенную семиточечную систему разработки.

Ключевые слова: месторождение, вариант разработки, коэффициент извлечения нефти, нефть, скважина.

## **JUSTIFICATION OF DECISIONS ON THE DEVELOPMENT OF OIL RESERVES OF THE D FIELD**

**Sepyk O.Y., Serov K.V., Ivanov A.M.**

*Federal Budget Educational Institution of Higher Education “Industrial University of Tyumen”,  
Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: sssep@mail.ru*

Digital geological models were built separately for the D3ps and D3tm strata. When building models, information was taken into account for seven exploratory wells. The creation of a filtration model and modeling of filtration processes were carried out in a hydrodynamic simulator. The basis for creating filtration models is a set of source data, the main components of which are a geological model, physicochemical properties of fluids and rocks, reservoir properties of the reservoir, and description of wells. At this stage of exploration, the D formations of the field are combined into one operational object for the development of the Timan-Pash horizon - D3tm + D3ps. The formation of technological options for the D field was carried out taking into account the geological and geophysical characteristics of the deposits, structural features and development stages. In total, five development options were considered. The “base” option provides for continued development of existing wells. Option 1 implies the implementation of the decisions of the current project technological document. Options 2-4 differ in the development system, the type of impact, the number of wells and the distance between them, the development time and oil recovery factors. For D field, option 3 is recommended for implementation, ensuring the achievement of the approved oil recovery factor at economically viable indicators and an areal reversed seven-point development system.

Keywords: field, development option, oil recovery factor, oil, well.

На месторождении выделено две залежи нефти в двух продуктивных пластах – D3tm и D3ps. Пласты приурочены к отложениям пашийского (пласт D3ps) и тиманского (пласт D3tm) горизонтов, принадлежат к одновозрастным отложениям франского яруса. Расстояние между пластами – около 10 м. Залежи приурочены к одному тектоническому поднятию и незначительно (на 39% от площади нефтеносности объекта) перекрываются в плане. Характеризуются терригенным типом коллектора и близкими фильтрационно-емкостными свойствами: проводимость пластов D3tm – 275 и D3ps – 337 мД\*м, нефтенасыщенная толщина 3,4 и 2,5 м, проницаемость 81 и 135 мД, нефтенасыщенность 74 и 77%, соответственно. Физико-химические свойства нефтей идентичны.

В связи с малой нефтенасыщенной толщиной бурение отдельных сеток на пласты ранее не предусматривалось. В действующем проектом документе «Технологическая схема разработки Д нефтяного месторождения» (Протокол заседания Приволжской нефтяной секции ЦКР Роснедр по УВС № 891 от 11.10.2013) – выделенные эксплуатационные объекты – D3ps и D3tm, планировалось разбуривать одной треугольной сеткой скважин с расстоянием 500 м, с организацией одновременно-раздельной эксплуатации залежей в зоне их совместного залегания.

Бурение единой сетки скважин на залежах тимано-пашийского горизонта является оптимальным решением в условиях малой нефтенасыщенной толщины и недостаточной плотности НИЗ каждого из пластов. Близкие значения ФЕС залежей D3tm и D3ps и схожесть свойств насыщающих их флюидов позволяют вести совместную эксплуатацию пластов. В случае проявления по фактическим данным разноскоростной выработки запасов из пластов D3tm и D3ps в зоне их взаимного залегания возможна организация одновременно-раздельной эксплуатации в рамках скорректированной проектной сетки.

Таким образом, на данной стадии изученности, в условиях схожести ФЕС пластов и свойств нефти с учётом опыта разработки одновозрастных отложений на соседних месторождениях Пермского края, в т.ч. принадлежащих НК «Нефтиса» (Капканское месторождение и др.), пласты Д месторождения объединены в один эксплуатационный объект разработки тимано-пашийского горизонта – D3tm+D3ps.

Формирование технологических вариантов Д месторождения по объекту разработки – D3tm+D3ps проведено с учётом геолого-геофизической характеристики залежей, особенностью строения и стадии разработки. Всего рассмотрено пять вариантов разработки:

- вариант «базовый» (продолжение разработки действующими скважинами);
- вариант 1 (реализация решений действующего ПТД);
- варианты 2-4 (различаются системой разработки, видом воздействия, количеством скважин и расстоянием между ними, сроками разработки и КИН).

Вариант «базовый» предусматривает разработку объекта действующим фондом, скважин. Общий фонд скважин – 5, в т.ч. добывающих – две, нагнетательная – одна, ликвидированных – две (рисунок 1). Максимальные проектные уровни: добыча нефти – 4,2 тыс.т, добыча жидкости – 12,4 тыс.т, добыча растворённого газа – 0,2 млн.м<sup>3</sup>. Накопленная добыча нефти – 194 тыс.т. КИН – 0,058 при  $K_{\text{выт.}}$  – 0,549,  $K_{\text{охв.}}$  – 0,106.

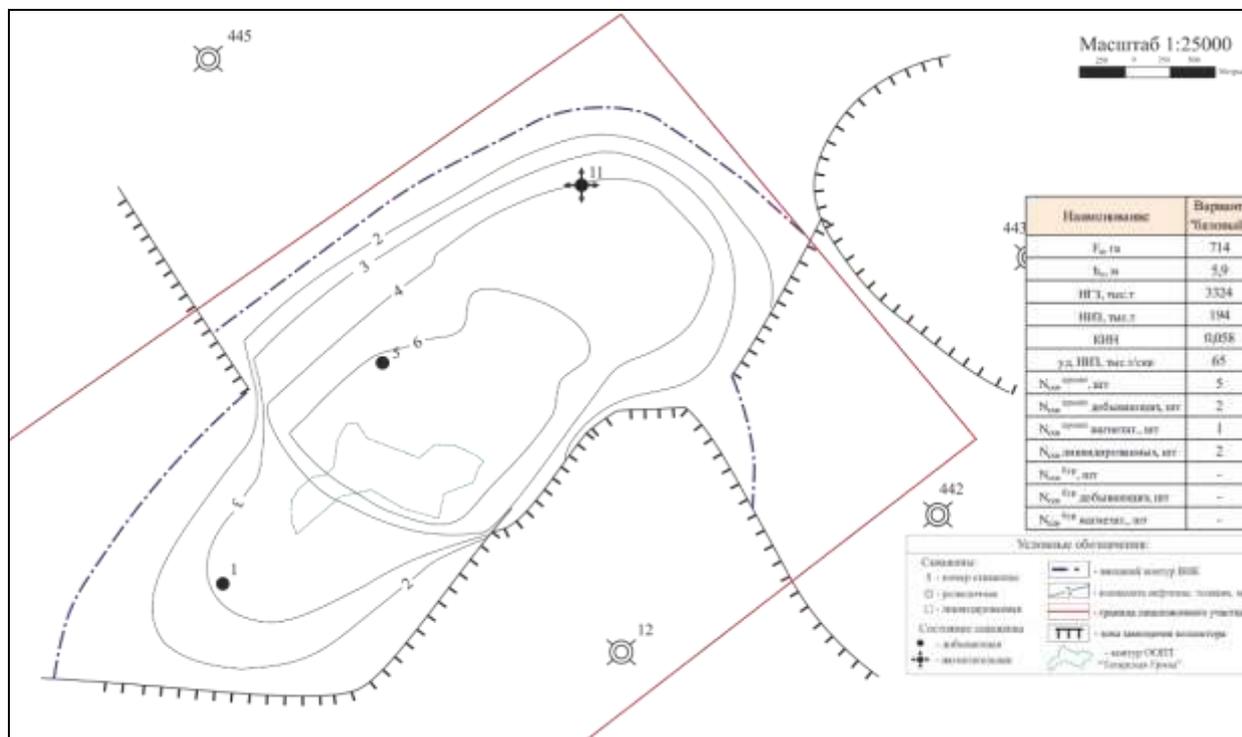


Рисунок 1 – Схема расположения скважин. Вариант «базовый». Д месторождение. Объект D3tm+D3ps

**Вариант 1** предполагает реализацию решений действующего проектного документа. Система разработки – площадная обращённая семиточечная с размещением наклонно-направленных скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами – 500 м, плотность сетки – 21,7 га/скв. Применение внутриконтурного заводнения в сочетании с приконтурным. Общий фонд скважин – 26 ,в т.ч. добывающих – 14, нагнетательных – 7, водозаборных – три, ликвидированных – две. Фонд скважин для бурения – 21, в т.ч. добывающих – 12, нагнетательных – 6, водозаборных – три. Бурение 5 боковых стволов (рисунок 2). Максимальные проектные уровни: добыча нефти – 61,9 тыс.т, добыча жидкости – 101,8 тыс.т, закачка воды – 102,7 тыс.м<sup>3</sup>, добыча растворённого газа – 3,1 млн.м<sup>3</sup>. Накопленная добыча нефти – 1318 тыс.т. КИН – 0,397 при  $K_{\text{выт.}}$  – 0,549,  $K_{\text{охв.}}$  – 0,723.

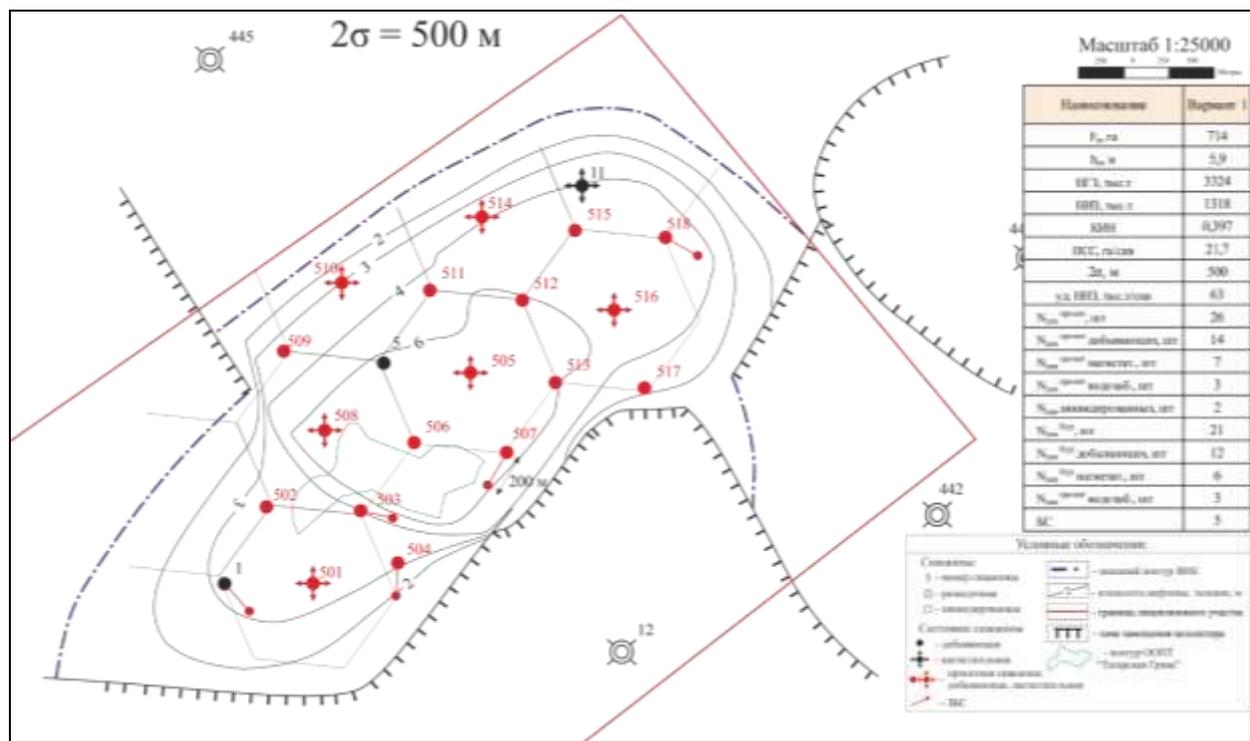


Рисунок 2 – Схема проектного расположения скважин. Вариант 1. Д месторождение. Объект D3tm+D3ps

**Вариант 2.** Система разработки – площадная обращённая семиточечная с размещением наклонно-направленных скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами – 400 м, плотность сетки – 13,9 га/скв. Применение внутриконтурного заводнения в сочетании с приконтурным. Общий фонд скважин – 43, в т.ч. добывающих – 25, нагнетательных – 14, водозаборных – две, ликвидированных – две. Фонд скважин для бурения – 38, в т.ч. добывающих – 23, нагнетательных – 13, водозаборных – две (рисунок 3). Максимальные проектные уровни: добыча нефти – 82,1 тыс.т, добыча жидкости – 178,1 тыс.т, закачка воды – 177,6 тыс.м<sup>3</sup>, добыча растворённого газа – 4,1 млн.м<sup>3</sup>. Накопленная добыча нефти – 1404 тыс.т. КИН – 0,422 при  $K_{\text{выт.}}$  – 0,549,  $K_{\text{охв.}}$  – 0,769.

**Вариант 3 (рекомендуемый).** Система разработки – площадная обращённая семиточечная с размещением наклонно-направленных скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами – 550 м, плотность сетки – 26,2 га/скв. Применение приконтурного заводнения. Общий фонд скважин – 23, в т.ч. добывающих – 13, нагнетательных – 6, водозаборных – две, ликвидированных – две. Фонд скважин для бурения – 18, в т.ч. добывающих – 11, нагнетательных – 5, водозаборных – две (рисунок 4). В краевых зонах и зонах литологического замещения коллекторов размещены зависимые скважины, целесообразность бурения и местоположение которых будет уточнено по результатам эксплуатационного бурения и геолого-геофизических исследований первоочередных новых скважин. По результатам уточнения геологического строения пласта D3ps возможна замена наклонно-направленной

скважины на горизонтальную. Максимальные проектные уровни: добыча нефти – 60,7 тыс.т, добыча жидкости – 94,4 тыс.т, закачка воды – 102,8 тыс.м<sup>3</sup>, добыча растворённого газа – 3,1 млн.м<sup>3</sup>, добыча подземной воды – 75,5 тыс.м<sup>3</sup>. Накопленная добыча нефти – 1329 тыс.т. КИН – 0,400 при  $K_{выг.} = 0,549$ ,  $K_{охв.} = 0,729$ .

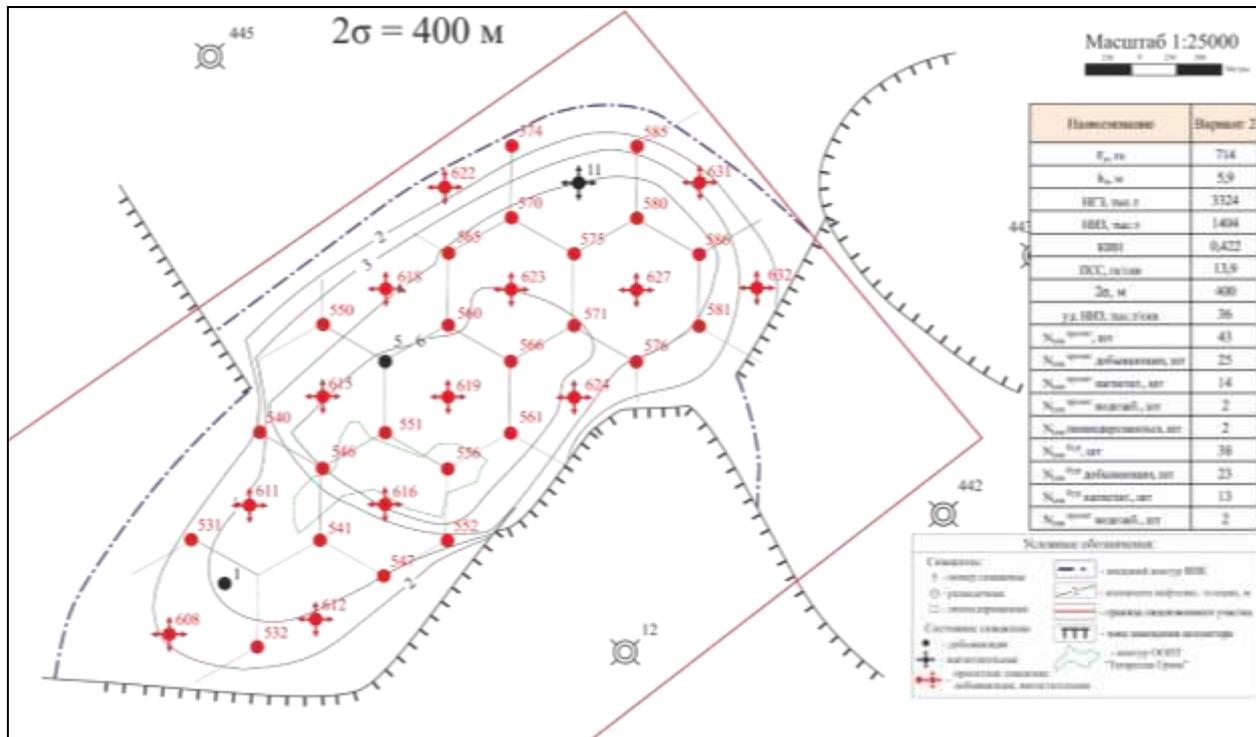


Рисунок 3 – Схема проектного расположения скважин. Вариант 2. Д месторождение. Объект D3tm+D3ps

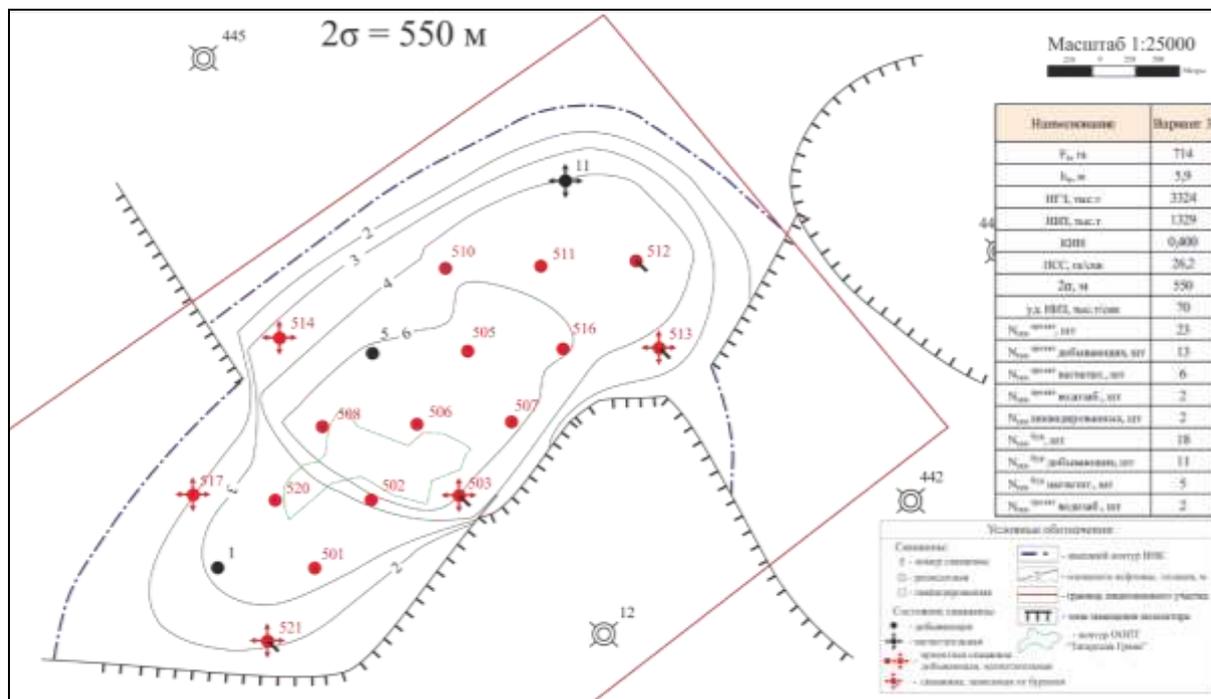


Рисунок 4 – Схема проектного расположения скважин. Вариант 3 (рекомендуемый). Д месторождение. Объект D3tm+D3ps

**Вариант 4.** Система разработки – площадная обращённая семиточечная с размещением наклонно-направленных скважин по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами – 620 м, плотность сетки – 33,3 га/скв. Применение приконтурного заводнения. Общий фонд скважин – 19, в т.ч. добывающих – 10, нагнетательных – 5, водозаборных – две, ликвидированных – две. Фонд скважин для бурения – 14, в т.ч. добывающих – 8, нагнетательных – четыре водозаборных – две (рисунок 14). Максимальные проектные уровни: добыча нефти – 51,6 тыс.т, добыча жидкости – 78,7 тыс.т, закачка воды – 73,1 тыс.м<sup>3</sup>, добыча растворённого газа – 2,6 млн.м<sup>3</sup>. Накопленная добыча нефти – 1257 тыс.т. КИН – 0,378 при  $K_{\text{выт.}}$  – 0,549,  $K_{\text{охв.}}$  – 0,689.

Сопоставление вариантов разработки приведено в таблице 1. Динамика добычи нефти, жидкости и закачки воды по вариантам показана на рисунке 5.

Таблица 1 – Основные технологические характеристики вариантов разработки. Д месторождение. Объект D3tm+D3ps

Параметры	Ед.изм.	Варианты разработки				
		Базовый	1	2	3 (рек.)	4
Система разработки		Одиночные скважины	Площадная обращенная семиточечная			
Вид воздействия		ППД	ППД			
Плотность сетки скважин	га/скв.	-	21,7	13,9	26,2	33,3
Проектные уровни добычи: нефти	тыс.т	4,2	61,9	82,1	60,7	51,6
растворенного газа	млн.м <sup>3</sup>	0,2	3,1	4,1	3,1	2,6
жидкости	тыс.т	12,4	101,8	178,1	94,4	78,7
Проектные уровни закачки воды	тыс.м <sup>3</sup>	9,4	102,7	177,6	102,8	73,1
Проектный срок разработки	годы	113	86	73	91	103
Накопл. доб. нефти за проект. период	тыс.т	170	1294	1380	1305	1233
Накопл. доб. нефти с начала разраб.	тыс.т	194	1318	1404	1329	1257
Коэффициент извлечения нефти (КИН)	д.ед.	0,058	0,397	0,422	0,400	0,378
Накопл. закачка воды с начала разраб.	тыс.м <sup>3</sup>	1068	6863	9563	6296	6180
Накопл. доб. жидкости с начала разраб.	тыс.т	1239	7337	9641	6658	5967
Средняя обв. продукции к концу разраб.	%	95	98	98	98	98
Фонд скважин за весь срок разраб, всего	шт.	5	26	43	23	19
В том числе: добывающих	шт.	2	14	25	13	10
нагнетательных	шт.	1	7	14	6	5
водозаборных	шт.	-	3	2	2	2
ликвидированных	шт.	2	2	2	2	2
Фонд скважин для бурения, всего	шт.	-	21	38	18	14
В том числе: добывающих	шт.	-	12	23	11	8
нагнетательных	шт.	-	6	13	5	4
водозаборных	шт.	-	3	2	2	2
Бурение БС	шт.	-	5	-	-	-
Коэффициент технологической эффективности (по А.В. Давыдову)	б/р	0,020	0,234	0,189	<b>0,254</b>	0,243

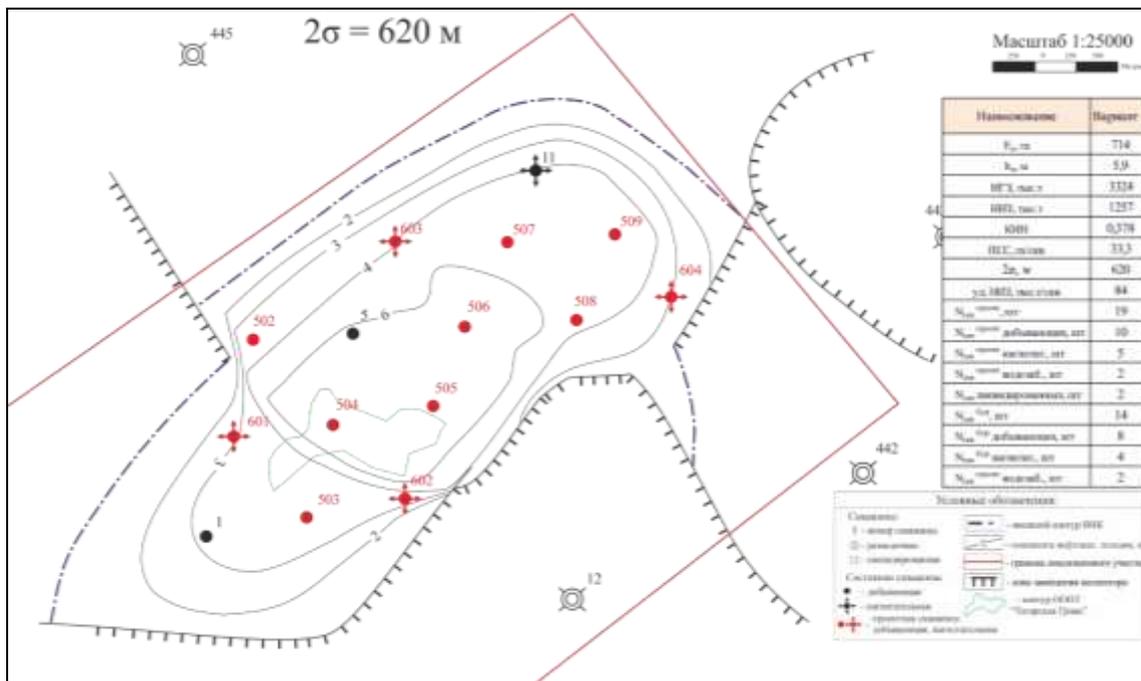


Рисунок 5 – Схема проектного расположения скважин. Вариант 4. Д месторождение. Объект D3tm+D3ps

Таким образом, по Д месторождению к реализации рекомендуется вариант 3, обеспечивающий достижение утверждённого КИН при экономически-рентабельных показателях. Расчёты технологических показателей разработки выполнены на гидродинамических моделях.

Цифровые геологические модели были построены отдельно по пластам D3ps и D3tm. При построении моделей учтена информация по семи разведочным скважинам.

Создание фильтрационной модели и моделирование процессов фильтрации производились в гидродинамическом симуляторе "TEMPEST MORE" (v.7.1) компании «ROXAR». Основой для создания фильтрационных моделей служит комплекс исходных данных, основными компонентами которого являются геологическая 3D модель, физико-химические свойства флюидов и породы, фильтрационно-емкостные характеристики пласта, описание скважин.

На данной стадии изученности, в условиях схожести ФЕС пластов и свойств нефти с учётом опыта разработки одновозрастных отложений на соседних месторождениях Пермского края, в т.ч. принадлежащих НК «Нефтиса» (Капканское месторождение и др.), пласты Д месторождения объединены в один эксплуатационный объект разработки тимано-пашийского горизонта – D3tm+D3ps.

Формирование технологических вариантов Д месторождения по объекту разработки – D3tm+D3ps проведено с учётом геолого-геофизической характеристики залежей, особенностью строения и стадии разработки. Всего рассмотрено пять вариантов разработки:

- вариант «базовый» (продолжение разработки действующими скважинами);
- вариант 1 (реализация решений действующего ПТД);
- варианты 2-4 (различаются системой разработки, видом воздействия, количеством скважин и расстоянием между ними, сроками разработки и КИН).

По Д месторождению к реализации рекомендуется вариант 3, обеспечивающий достижение утверждённого КИН при экономически-рентабельных показателях.

#### Литература

1. Ситчихин О.В. Строение и нефтегазоносность рифейских пород северо-востока Волго-Уральского бассейна. Электронный научный журнал Нефтегазовое дело, № 1, 2009.
2. Отчет ООО «СтандартНафта» «Технологическая схема разработки Дубовогорского нефтяного месторождения» – Ижевск, 2013 г.
3. Отчет ООО «СтандартНафта» «Дополнение к технологической схеме разработки Дубовогорского нефтяного месторождения» – Тюмень, 2016 г.
4. Никитина М.В. Оценка перспектив нефтегазоносности рифей-вендских отложений на территории Пермского края. Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело, Т. 12 № 9, 2013.
5. Иванов А.М. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ И ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ДУБОВОГОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ // Международный студенческий научный вестник. – 2019. – № 5-1.; URL: <http://www.eduherald.ru/ru/article/view?id=19763> (дата обращения: 20.06.2020)