

УДК 622.276

## ОБОСНОВАНИЕ ВЫДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ СЕРГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Шакурова Ал.Ф., Шакурова Айг.Ф.**

*Институт нефти и газа ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной  
технический университет» (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, e-mail: alsu0017@mail.ru*

Сергинское нефтяное месторождение является многопластовым. В статье приведен анализ обоснования выделения эксплуатационных объектов. Нефтеносность Сергинского месторождения по данным ГИС и испытаниям установлена в пластах Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2,3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>9</sub>, Ю<sub>10</sub>. Пласты Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>7</sub>, Ю<sub>8</sub> по данным гидродинамических исследований скважин являются водонасыщенными. Всего на месторождении в 6 продуктивных пластах выделено 12 нефтяных залежей. Объекты подсчета представлены залежами как разрабатываемыми, так и находящимися на стадии разведки. В эксплуатации находятся залежи в составе пластов Ю<sub>2,3</sub> и Ю<sub>10</sub>. Основным промышленным подсчетным объектом Сергинского месторождения является Северная залежь в пласте Ю<sub>10</sub>. Для выделения эксплуатационных объектов был рассмотрены сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом. Рассмотрены три возможных варианта разработки месторождения. Результаты обоснования выделения эксплуатационных объектов были скорректированы с учетом экономических и технологических факторов. Для наиболее эффективной выработки запасов нефти на месторождении предлагается применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин. При обосновании выделения эксплуатационных объектов учитывался опыт эксплуатации залежей, накопленный за период опытно-промышленной разработки месторождения.

**Ключевые слова:** продуктивные пласты, объект разработки, критерии выбора, вариант разработки месторождения, выделение эксплуатационных объектов, характер и степень выработки запасов

## JUSTIFICATION OF THE ALLOCATION OF OPERATIONAL FACILITIES WHEN DESIGNING THE DEVELOPMENT OF SERGINSKY DEPOSITS

**Shakurova Al.F., Shakurova Aig.F.**

*Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technical University (branch in Oktyabrsky),  
Oktyabrsky, e-mail: alsu0017@mail.ru*

The Serginskoye oil field is a multi-layer one. The article provides an analysis of the justification for the allocation of operational facilities. According to GIS data and tests, the oil capacity of the Serginsky field has been established in the formations of U<sub>1</sub>, U<sub>2,3</sub>, U<sub>4</sub>, U<sub>5</sub>, U<sub>9</sub>, U<sub>10</sub>. Layers U<sub>6</sub>, U<sub>7</sub>, U<sub>8</sub> according to hydrodynamic studies of wells are water-saturated. In total, 12 oil deposits have been identified in 6 productive layers at the field. The objects of counting are represented by deposits both under development and at the exploration stage. There are deposits in operation as part of the U<sub>2,3</sub> and U<sub>10</sub> formations. The main industrial counting object of the Serginsky deposit is the Northern deposit in the U<sub>10</sub> formation. In order to identify operational facilities, the summary geological and physical characteristics of productive formations and the characteristics of the current state of field development as a whole were considered. Three possible options for the development of the field are considered. The results of the justification of the allocation of operational facilities were adjusted taking into account economic and technological factors. For the most efficient production of oil reserves at the field, it is proposed to use the technology of simultaneous separate well operation. When justifying the allocation of operational facilities, the experience of exploitation of deposits accumulated during the period of pilot development of the deposit was taken into account.

**Keywords:** productive formations, the object of development, selection criteria, the option of field development, the allocation of operational facilities, the nature and degree of reserves development

В статье проанализированы эксплуатационные объекты Сергинского месторождения, проведено обоснование выделения объектов при проектировании разработки месторождения. Целью работы является проведение анализа геологического строения залежей и текущего состояния разработки для выбора наиболее оптимального варианта разработки месторождения.

### Материалы и методы исследования

В качестве инструмента исследований использовался программный продукт IRAP RMS (производитель – фирма Roxar), пред-

назначенный для создания постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений.

### Результаты исследования и их обсуждение

Сергинское месторождение в тектоническом отношении расположено в пределах Сергинского куполовидного поднятия Западно-Сибирской платформы и приурочено к одноименной структуре. Промышленные залежи нефти выявлены в терригенных отложениях бажен-абалакского комплекса верхней юры, а также в отложениях тюмен-

ской и шеркалинской свит средней и нижней юры. Нефтеносность Сергинского месторождения по данным ГИС и испытаниям установлена в пластах Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5</sub>, Ю<sub>9</sub>, Ю<sub>10</sub>. Пласты Ю<sub>6</sub>, Ю<sub>7</sub>, Ю<sub>8</sub> по данным ГИС являются водонасыщенными.

В таблице 1 представлен анализ степени совпадения в плане подсчетных объектов Сергинского месторождения.

При выделении объектов разработки были учтены следующие условия:

- критерии объединения пластов для совместной разработки необходимо осуществлять при совпадении залежей в плане, близости расположения пластов по глубине, в пределах 100 м, близкие коллекторские свойства;

- естественные природные режимы пластов должны быть одинаковыми;

- пласты должны быть идентичными по литологии и типу коллекторов во избежание различий в характере фильтрации пластовых флюидов в коллекторах с разной структурой пустотного пространства [1];

- объединенные пласты не должны принципиально различаться по проницаемости и неоднородности для обеспечения равномерной выработки всех пластов при общем забойном давлении;

- вязкость нефти в пластовых условиях в объединяемых пластах должна быть одного порядка, что обеспечивает общие закономерности процесса вытеснения нефти;

- нефть пластов должна иметь одинаковые товарные качества во избежание смеси нефтей, требующих разной технологии промысловой подготовки и переработки;

- объект разработки должен иметь значительные запасы на единицу своей площади (удельные запасы) для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин [2].

Обоснование выделения эксплуатационных объектов было выполнено в два этапа.

На первом этапе рассмотрены геолого-физические особенности продуктивных пластов Сергинского месторождения; на втором этапе результаты обоснования скорректированы с учетом технологических и экономических факторов. Кроме того, при обосновании выделения эксплуатационных объектов учитывался опыт эксплуатации залежей, накопленный за период опытно-промышленной разработки месторождения [3, 4].

Сергинское нефтяное месторождение является многопластовым. В пределах каждого пласта выделяются несколько залежей. Подсчет геологических запасов нефти произведен по 11 залежам, приуроченным к 7 пластам. Соотношение запасов нефти по пластам представлено в таблице 2.

Всего на месторождении в 6 продуктивных пластах выделены 12 нефтяных залежей. Объекты подсчета представлены залежами как разрабатываемыми, так и находящимися на стадии разведки. В эксплуатации находятся залежи в составе пластов Ю<sub>2-3</sub> и Ю<sub>10</sub>. Основным промышленным подсчетным объектом Сергинского месторождения является Северная залежь в пласте Ю<sub>10</sub>.

Начальные геологические (извлекаемые) запасы нефти Сергинского месторождения составили 41 894 тыс. т, в том числе по категории С<sub>1</sub> – 24 500 тыс. т, по категории С<sub>2</sub> – 17 394 тыс. т, растворенного газа – 2561 млн м<sup>3</sup>, соответственно по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> – 1566 млн м<sup>3</sup> и 995 млн м<sup>3</sup>.

Разрез месторождения представлен толщей преимущественно терригенных песчано-глинистых мезозойско-кайнозойских отложений, подстилаемой метаморфическими и магматическими породами протерозой-палеозойского складчатого фундамента. Максимальная мощность отложений осадочного чехла составляет 2508 м (скважина 169), минимальная – 2354 м (скважина 26).

**Таблица 1**

Анализ степени совпадения в плане подсчетных объектов Сергинского месторождения

Объект сопоставления	Степень совпадения объектов в плане, %						
	Ю <sub>1</sub>	Ю <sub>2-3</sub>	Ю <sub>4</sub>	Ю <sub>5-1</sub>	Ю <sub>5-2</sub>	Ю <sub>9</sub>	Ю <sub>10</sub>
Ю <sub>1</sub>	–	41	26,6	1,0	0,9	0	53,9
Ю <sub>2-3</sub>	35	–	0	0,9	0,8	0,3	23,5
Ю <sub>4</sub>	57,8	0	–	0	0	0	28,5
Ю <sub>5-1</sub>	100	100	0	–	0	0	100,0
Ю <sub>5-2</sub>	100	100	0	0	–	0	21,0
Ю <sub>9</sub>	100	100	0	0	0	–	97,4
Ю <sub>10</sub>	26,2	13,3	6,4	0,5	0,1	0,2	–

Таблица 2

## Распределение запасов нефти по пластам

Пласт	Начальные геологические запасы нефти (НГЗ), тыс. т			Доля общего объема НГЗ, %	Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>
	ЧНЗ	ВНЗ	Всего		
Ю <sub>10</sub>	14 919	7217	22 136	53	68 776
Ю <sub>2-3</sub>	9804	3516	13 320	32	38 923
Ю <sub>1</sub>	316	434	750	1,8	34 119
Ю <sub>4</sub>	4640	980	5620	13,4	15 590
Ю <sub>5-2</sub>	17	18	35	0,08	308
Ю <sub>5-1</sub>	0	24	24	0,06	350
Ю <sub>9</sub>	9	0	9	0,02	130
Общий итог	29 705	12 189	41 894	100	158 196

Сергинская структура представляет собой валобразное поднятие юго-западного – северо-восточного простирания шириной 5–9 км и протяженностью около 23 км. Сводовая часть этого поднятия представляет собой цепочку куполов, наиболее ярко выраженным из которых по-прежнему является центральный купол структуры (его размер по замыкающей изогипсе – 2150 м – составляет 5,5×9 км, амплитуда около 40 м). Рельеф вершины северо-восточного купола становится более сглаженным, амплитуда этой локальной структуры составляет около 15 м.

Отмечаются большие толщины между подсчетными объектами разработки, что, в свою очередь, говорит о возможности только раздельной или одновременно-раздельной эксплуатации пластов [5].

Все это определяет дальнейшую разработку каждого продуктивного пласта как самостоятельного объекта разработки.

Анализ полей текущей нефтенасыщенности проводится как по площади, так и по разрезу и позволяет определить:

- средневзвешенные значения нефтенасыщенности;
- зоны пониженной и повышенной нефтенасыщенности;
- характер распределения нефтенасыщенности по разрезу;
- уровень выработки запасов нефти по элементам неоднородности.

Значения средневзвешенной нефтенасыщенности пластов в целом по площади определялись исходя из расчетных полей нефтенасыщенности ( $K_{н.тек.} > K_{н.ост.}$ ) в пределах внешнего контура ВНК.

Степень выработки подвижных запасов нефти более наглядно можно оценить через

так называемый коэффициент выработки (1), который содержит в себе своего рода сопоставительную информацию относительного изменения подвижной нефтенасыщенности и в виде карты представляет собой очень гибкий и удобный инструмент:

$$K_{\text{выработки}} = 1 - \frac{K_{н.тек.} - K_{н.ост.}}{K_{н.нач.} - K_{н.ост.}}, \quad (1)$$

где  $K_{н.тек.}$  – текущее значение коэффициента нефтенасыщенности;

$K_{н.нач.}$  – начальное значение коэффициента нефтенасыщенности;

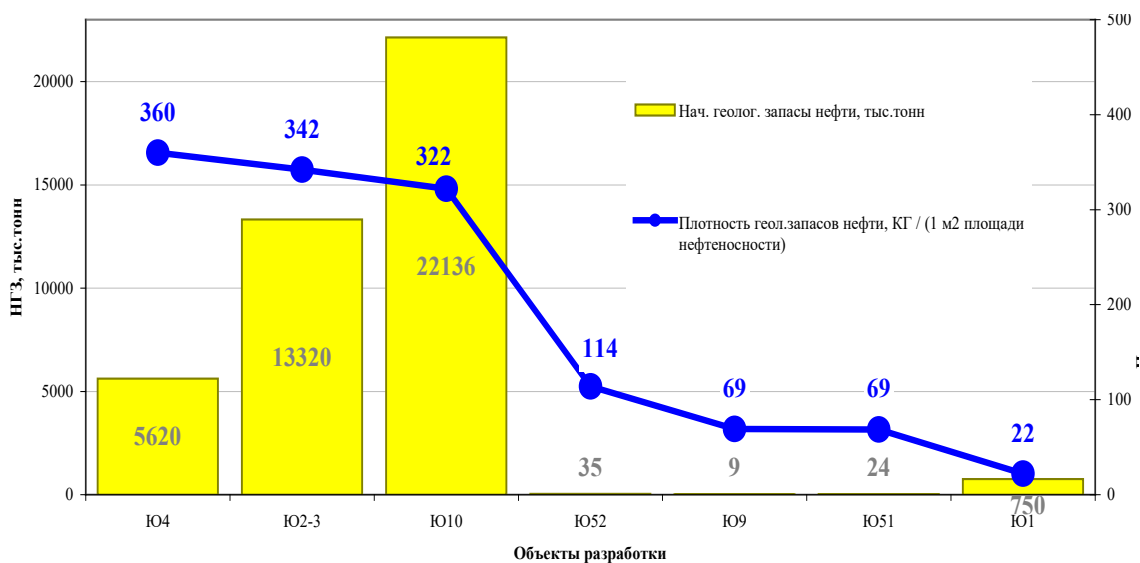
$K_{н.ост.}$  – значение коэффициента остаточной нефтенасыщенности, определенное для коллекторов изучаемых объектов.

На сегодняшний день наиболее оптимальной с учетом опыта разработки текущей геолого-физической и технико-экономической информации является следующая концепция выделения эксплуатационных объектов.

Выделение 7 объектов разработки: пласты Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5-1</sub>, Ю<sub>5-2</sub>, Ю<sub>9</sub>, Ю<sub>10</sub>.

Анализ распределения величины и плотности геологических запасов по данным объектам приведен на рисунке.

По эксплуатационным объектам Ю<sub>10</sub> и Ю<sub>2-3</sub> выработка запасов идет достаточно равномерно со средними темпами отборов нефти. Сравнительный анализ показателей эксплуатации скважин (хронологии изменения дебитов, обводненности, объемов закачки, забойных и пластовых давлений) с результатами интерпретации 3D-сейсморазведки показал, что особого контроля и регулирования разработки требует участок скважин, расположенный на северо-западе основной залежи объекта Ю<sub>10</sub>, – район скв. № 43.



*Характеристика добычного потенциала и плотности запасов нефти по объектам разработки Сергинского месторождения*

Анализ динамики показателей работы скважин данного района указывает на необходимость изменения параметров работы нагнетательных скважин, в частности их перевода на более радикальный режим циклической закачки с попеременным изменением направления фильтрационных потоков. На дату анализа текущая компенсация на этом участке составляет 138%, а накопленная достигла уровня порядка 120%. Практически все скважины данного района работают на давлениях, соответствующих уровню давления насыщения. Выработка НИЗ по участку пласта Ю<sub>10</sub> в районе скважины № 43 составляет 40% при текущей обводненности 42%. В настоящее время интенсификация добычи жидкости в этом районе не принесет прироста в добыче нефти. Поэтому стабилизировать уровни добычи нефти или снизить темпы ее падения на объекте Ю<sub>10</sub> и, в частности, на скважине № 43 можно только путем регулирования закачки воды и обеспечения рациональных забойных давлений в добывающем фонде.

Пласт Ю<sub>10</sub> по количеству запасов выделяется в качестве базисного объекта разработки. Наибольшее сосредоточение запасов нефти наблюдается по пласту Ю<sub>10</sub> в нефтенасыщенных толщинах менее 8 м (около 69% от всех запасов пласта), по пласту Ю<sub>2-3</sub> около 65% геологических запасов нефти сосредоточено в диапазоне толщин от 4 м до 12 м.

При увеличении проницаемости коллекторов прослеживается увеличение коэффици-

ента выработки. В связи с этим выделены две группы коллекторов по проницаемости, характеризующиеся степенью выработки. Это активнодренируемые коллекторы с проницаемостью более 50 мкм и слабодренируемые коллекторы с проницаемостью менее 50 мкм. Основная часть подвижных запасов сосредоточена в слабодренируемых коллекторах.

На рисунке представлена характеристика добычного потенциала и плотности запасов нефти по объектам разработки Сергинского месторождения. Видно, что наибольшие начальные геологические запасы приурочены к пластам Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>10</sub>.

Сложное геологическое строение, неравномерное распределение фациальных и фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных пластов ставят в прямую зависимость эффективность разработки Сергинского месторождения от видов, объемов внедрения и успешности геолого-технических мероприятий.

Для обоснования применения методов воздействия на пласт на Сергинском месторождении использован опыт длительной разработки месторождений Западной Сибири, имеющих аналогичные пласты средней юры.

Продуктивные пласты Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>5-1</sub>, Ю<sub>5-2</sub> и Ю<sub>9</sub> являются возвратными эксплуатационными объектами, начало разработки которых будет соответствовать моменту ввода в работу скважин, выполнивших свое назначение на объектах Ю<sub>10</sub>, Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>.

В разрезе продуктивного пласта Ю<sub>2-3</sub> подвижные запасы нефти распределены равномерно с некоторым смещением в сторону кровли, выработка по слоям происходит равномерно. В разрезе пласта Ю<sub>10</sub> основные подвижные запасы нефти сосредоточены в кровельной и центральной частях пласта, наилучшая выработка запасов приходится на центральную и подожившую часть.

Варианты разработки месторождения формировались на основе анализа геологического строения залежей, текущего состояния разработки, с учетом степени освоения каждой залежи месторождения, ранее принятых и частично или полностью реализованных решений по системам расстановки скважин и воздействия на продуктивные пласты, а также с учетом фактических результатов геолого-технических мероприятий по интенсификации и увеличению нефтеотдачи, выполненных на скважинах Сергинского месторождения.

В настоящее время основные залежи Сергинского месторождения: центральная пласта Ю<sub>10</sub> и залежь пласта Ю<sub>2-3</sub> – находятся на заключительных стадиях разбуривания. Остальные залежи месторождения ранее не эксплуатировались. Действующий проектный документ предусматривает размещение скважин по двум вписанным девятиточечным системам с плотностью сетки 32 га/скв – одна для разработки шеркалинских нефтеносных отложений, другая для освоения залежей нефти в пластах тюменской свиты.

Для объектов разработки (пласты Ю<sub>5-1</sub>, Ю<sub>5-2</sub> и Ю<sub>9</sub>), площадь и запасы которых не позволяют сформировать даже одного элемента разработки, варианты рассчитывались с применением ППД (пласты Ю<sub>5-1</sub> и Ю<sub>5-2</sub>) и без применения ППД (пласт Ю<sub>9</sub>), на всех объектах предусмотрено проведение ГРП. Выработка объекта Ю<sub>1</sub> осуществляется на естественном режиме во всех вариантах и с применением ГРП в третьем варианте [6].

Средние величины коэффициентов эксплуатации как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам приняты равными 0,452 д.ед. – в первый год после бурения и 0,951 д.ед. – в последующие годы.

Во всех расчетных вариантах для добывающих скважин установлено ограничение на величину забойного давления, равное давлению насыщения. Забойные давления нагнетательных скважин ограничиваются величиной давления гидроразрыва. Компенсация отборов закачкой поддерживалась

на уровне 115%. Отключение добывающих скважин в прогнозных расчетах проводилось при достижении обводненности продукции 98%.

Для достижения наибольшей нефтеотдачи при освоении Сергинского месторождения с учетом текущих экономических условий на скважинах месторождения предусмотрено применение комплекса инновационных технологий: закачка водогазовой смеси (с использованием излишков попутного газа), бурение горизонтальных скважин, ГРП, бурение горизонтальных скважин с применением поинтервального ГРП, одновременно-раздельная эксплуатация объектов, зарезка вторых стволов (ЗВС) на более поздней стадии разработки, реализация которых позволит достичь утвержденного коэффициента извлечения нефти [5, 6].

Ведется постоянный контроль удовлетворительной точности за работой добывающих и нагнетательных скважин (контроль за величинами дебита жидкости и нефти, обводненности, закачки воды, забойного и пластового давлений и других параметров). Высокая точность контроля позволяет принимать инженерные решения по оптимизации работы добывающих и нагнетательных скважин, по своевременному их ремонту и выключению из работы.

На всех объектах Сергинского месторождения реализуется площадная обращенная девятиточечная, адаптивная система разработки.

В первом (базовом) варианте рассматривается развитие системы разработки по утвержденному варианту предыдущего проектного документа с бурением оставшегося количества вертикальных и наклонно-направленных скважин с самостоятельными сетками в зонах совмещения контуров пласта Ю<sub>2-3</sub> с пластом Ю<sub>10</sub> и пласта Ю<sub>10</sub> с пластом Ю<sub>4</sub>. Бурение эксплуатационных скважин на месторождении осуществляется по двум вписанным друг в друга квадратным сеткам с плотностью каждой 32 га/скв. Первыми на площади месторождения разбуриваются кусты скважин, предусмотренные на объект Ю<sub>10</sub>. Разбуривание продуктивных пластов шеркалинской свиты возобновлено в 2012 г. Эксплуатационное бурение на пласт Ю<sub>4</sub> начато в 2020 г. Затем с 2023 г. продолжается разбуривание объекта Ю<sub>2-3</sub>. Общая плотность сетки эксплуатационного разбуривания месторождения (на участках совмещения в плане объектов разработки) меняется от 16 га/скв до 32 га/скв.

Для достижения наибольшей нефтеотдачи предусмотрено применение комплекса технологий: закачка водогазовой смеси, бурение горизонтальных скважин, ГРП, ОПЗ кислотными методами.

Во втором варианте рассматривается развитие системы разработки с более плотной сеткой скважин 16 га/скв (400×400 м) на толщинах более 2 м, с бурением оставшегося количества вертикальных и наклонно-направленных скважин с самостоятельными сетками в зонах совмещения контуров пласта Ю<sub>2-3</sub> с пластом Ю<sub>10</sub> и пласта Ю<sub>10</sub> с пластом Ю<sub>4</sub>. Бурение эксплуатационных скважин на месторождении осуществляется по двум вписанным друг в друга квадратным сеткам (16 га/скв). Первые на площади месторождения разбуриваются кусты скважин, предусмотренные на объект Ю<sub>10</sub>. Разбуривание продуктивных пластов шеркалинской свиты возобновлено в 2012 г. Эксплуатационное бурение на пласт Ю<sub>4</sub> планируется начать в 2027 г. Затем с 2031 г. продолжится разбуривание объекта Ю<sub>2-3</sub>. Общая плотность сетки эксплуатационного разбуривания месторождения (на участках совмещения в плане объектов разработки) меняется от 8 га/скв до 16 га/скв.

Для достижения наибольшей нефтеотдачи предусмотрено применение комплекса технологий: закачка водогазовой смеси, бурение горизонтальных скважин, ГРП, ОПЗ кислотными методами.

В третьем (рекомендуемом) варианте рассматривается развитие системы разработки с плотностью сетки скважин 32 га/скв (566×566 м). Бурение скважин предусматривается единой сеткой скважин с применением одновременно-раздельной эксплуатации объектов (на участках совмещения в плане объектов разработки). Эксплуатационное бурение продуктивных пластов возобновлено в 2012 г.

Для достижения наибольшей нефтеотдачи предусмотрено применение комплекса технологий: одновременно-раздельная эксплуатация объектов, закачка водогазовой смеси, ГРП, бурение горизонтальных скважин с применением поинтервального ГРП, ОПЗ кислотными методами, резка вторых стволов (ЗВС) на более поздней стадии разработки.

С учетом практики разработки схожих низкопроницаемых объектов юры проведе-

ние ГРП предусматривается на 95% фонда эксплуатационных скважин.

### Выводы

Комплексная оценка геолого-промысловых данных и анализ текущего состояния разработки в разрезе продуктивных отложений Сергинского месторождения, а также анализ обоснований выбора объектов разработки позволяют сделать следующие выводы.

1. На Сергинском месторождении предлагается сохранить семь объектов разработки Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub>, Ю<sub>5-1</sub>, Ю<sub>5-2</sub>, Ю<sub>9</sub> и Ю<sub>10</sub>.

2. В зонах совмещения контуров Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub> и Ю<sub>10</sub>, с целью уменьшения капитальных вложений за счет сокращения фонда скважин, намеченных к бурению, предлагается применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин.

3. Продуктивные пласты Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>5-1</sub>, Ю<sub>5-2</sub> и Ю<sub>9</sub> являются возвратными эксплуатационными объектами, начало разработки которых будет соответствовать моменту ввода в работу скважин, выполнивших свое назначение на объектах Ю<sub>2-3</sub>, Ю<sub>4</sub> и Ю<sub>10</sub>.

4. Для пластов Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>5-1</sub>, Ю<sub>5-2</sub> и Ю<sub>9</sub> главной задачей является дальнейшее их изучение в процессе пробной эксплуатации.

### Список литературы

1. Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Чибисов А.В., Ахметов Р.Т., Яскин С.А., Мухаметшин В.В., Хафизов А.Р. Группирование объектов разработки при проектировании мероприятий по увеличению нефтеотдачи // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 4. С. 89-96.
2. Мухаметшин В.В., Ахметов Р.Т. Методика прогноза коэффициента вытеснения с учетом гидрофобизации пласта по данным геофизических исследований скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 11. С. 59-62.
3. Ахметов Р.Т., Габзалилова А.Х. Остаточная нефтенасыщенность и микронеоднородность продуктивных пластов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 4 (98). С. 75-80.
4. Рустамов И.Ф., Кристьян И.А., Аржиловский А.В., Владимиров И.В. Об особенностях совместной разработки двухпластовой залежи с учетом изменения структурно-механических свойств нефти // Нефтепромысловое дело. 2013. № 3. С. 46-53.
5. Арсланова Л.З., Гуторов А.Ю., Гареев А.М. Оптимизация методов увеличения нефтеотдачи пластов на основе мониторинга промысловых параметров эксплуатации скважин // Каротажник. 2016. № 3 (261). С. 97-104.
6. Фаттахов И.Г., Малышев П.М., Шакурова А.Ф., Шакурова Ал.Ф., Сафиуллина А.Р. Диагностический анализ вопроса эффективности проведения гидравлического разрыва пласта // Фундаментальные исследования. 2015. № 2-27. С. 6023-6029.