

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПЛАСТА "ГД" ВОСТОЧНО-СУЛЕЕВСКОЙ ПЛОЩАДИ

Восточно-Сулеевская площадь была выделена в самостоятельный объект разработки в первой генеральной схеме разработки Ромашкинского месторождения в 1955 году и является одной из центральных площадей.

Площадь имеет форму полосы западно-юго-восточного простирания шириной 7,4 км и длиной 28,4 км. В тектоническом отношении площадь расположена на северо-восточном склоне южного купола Татарского свода.

Основным объектом разработки на площади являются отложения частично кыновского (D_0) и пашийского (D_1) горизонтов (пласты "а", "б₁", "б₂", "б₃", "в", "г+д") нижнефранского подъяруса верхнего девона.

Пласт, Гориз.	Проект. КИН, доли ед.	Тек. КИН, доли ед.	Отбор НИЗ, %
1	2	3	4
а	0,577	0,528	91,5
б ₁	0,488	0,417	85,4
б ₂	0,511	0,440	87,3
б ₃	0,484	0,419	86,5
в	0,515	0,454	88,1
гд	0,562	0,259	46,0
Д ₁	0,544	0,486	89,3

Табл. 1. Состояние выработанности запасов нефти по пластам горизонта D_1 Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского месторождения на 01.01.2002.

Восточно-Сулеевская площадь с 1981 г. вступила в четвертую, заключительную стадию разработки, характеризующуюся низкими и медленно снижающимися уровнями добычи нефти, высокой обводненностью добываемой продукции, массовым выбытием скважин из действующего фонда. С начала разработки на 01.01.2002 года отобрано 89,3 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) достиг 0,486.

Из-за выработанности основных высокопродуктивных коллекторов, одной из проблем в разработке площади остаются запасы пласта "гд" (табл. 1).

Как видно из таблицы, по пласту "гд" достигнута наиболее низкая выработанность запасов. Пласт "гд", в основном, водоносный, площадь нефтеносности составляет 29 % всей площади, балансовые запасы нефти – 13,1 % от всех запасов горизонта D_1 . Текущие извлекаемые запасы нефти составляют 58,5 % от текущих извлекаемых запасов D_1 . Так как в пласте "гд" развита об-

ширная водонефтяная зона (ВНЗ), заводнение коллекторов, в отличие от вышележащих, происходит в большей степени за счёт подъёма водонефтяного контакта (ВНК) и продвижения контура нефтеносности. Поэтому без подробного уточнения геологического строения, определения фактических остаточных извлекаемых запасов не представляется возможным планирование и применение геолого-технических мероприятий (ГТМ).

В процессе эксплуатации нефтяных месторождений необходимо проведение постоянного анализа состояния выработки запасов нефти и определение остаточных запасов. Существующие методы определения остаточных запасов являются несовершенными. Нами предлагается методика выявления распространения по площади участков, в которых сосредоточены остаточные запасы.

Построение карт текущих нефтенасыщенных толщин осуществляется следующим образом:

- По структурным картам, картам изобар и проницаемости, а также по расположению нагнетательных скважин выделяются участки с минимальными перетоками нефти с начала разработки до настоящего времени. Это позволяет определить направление опережающего вытеснения нефти, слабо выработанные участки и участки с преждевременным прорывом закачиваемых и пластовых вод. Следовательно, площадь разбивается по линиям минимальных давлений, имеющим минимальные перетоки жидкости, на участки, которые можно анализировать как самостоятельные объекты разработки. Для построения карт направлений движения жидкости используются кар-

№ скв.	Режим работы до мероприятия Ожидаемый режим			Предлагаемые мероприятия	Ожид. добыча за год, т.	Затр. на меропр., тыс.руб.	Ожид. прибыль, тыс. руб.
	Q ж, м ³	Q н, т	%				
1	4	5	6	10	11	12	13
1191	-/80	-/6,9	-/90	Откл. «а» летучкой. Дострел «г»	2070	973,678	1544,731
1193	380 20	3,3 5,2	99 70	Откл. «а», «б ₃ » пакером. Дострел «г»	570	393,276	330,238
1249	135 80	1,2 6,9	99 90	Откл. «а», «б ₂ » летучкой. Дострел «г»	1710	973,678	1 147,388
1274	-/75	-/4,5	-/93	Дострел «г»	1350	105,315	1 410,000
1553	1/50	0,9/4,3	-/90	Дострел «г»	1020	105,315	1045,768
11660	1/25	0,4/3,2	50/85	Дострел «г»	840	105,315	847,096
19177	1/50	0,6/2,2	30/95	Дострел «г»	480	105,315	449,752
19250	1/730	0,2/5,2	70/80	Дострел «г»	1500	105,315	1 575,560
19372	25/100	0,6/5,2	97/94	Дострел «г»	1380	105,315	1 442,712
19391	1/15	0,9/1,9	-/85	Дострел «г»	300	105,315	251,080
30038	1/125	0,9/6,2	-/95	Дострел «г»	1590	105,315	1 674,896
					Σ 12810	Σ 3183,152	Σ 11 719,2

Табл. 2. Основные показатели и предлагаемые мероприятия по внедрению запасов пласта "гд".

Д.С. Плясунов, Р.Г. Ахметзянов
ОАО “Татнефть”, НГДУ “Азнакаевскнефть”
plyasunov.d.s@tatneft.ru

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА “ГЕОЛОГО- ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ”

ты векторных полей градиентов давления. Карты равных полей давления (карты изобар) строятся по значениям пластовых давлений по годам со дня эксплуатации месторождения. Зная градиент давления, линии тока жидкости определяются как вектор, противоположный по направлению градиенту давления по картам начальных нефтенасыщенных толщин; по результатам статистического подсчета вычисляются начальные балансовые запасы нефти в этих участках по пластам.

- С помощью данных по добыче определяются остаточные запасы нефти в участках. Изменение остаточных нефтенасыщенных толщин также опирается на изучение степени выработанности пласта вблизи эксплуатационных скважин. Оценку остаточной нефтенасыщенной толщины можно производить расчётным путём по обводнённости её продукции, привлекая данные геофизических исследований скважин (ГИС) о распределении проницаемости, послойной неоднородности в пластах.

- С учётом смещения поля нефтенасыщенных толщин от действия закачки вычисляются текущие нефтенасыщенные толщины в скважинах.

Исходные данные	
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	12,81
Количество скважино-операций, шт.	11
Затраты на проведение мероприятия на одну скважину, тыс. руб.	289,377
Цена реализации 1 т нефти (без НДС и акциза), руб.	2222
Норматив условно-переменных затрат, руб./т.	314
Налоги:	
Налог на добычу полезных ископаемых, руб./т.	433,5
Ставка отчислений в автодорожные фонды, %	1
Ставка налога на прибыль, %	24
Расчётные показатели тыс. руб.	
Выручка от реализации (без НДС и акциза),	28463,82
Отчисл, включ. в себест. Товарной прод., тыс. руб.	5837,773
Отчисления в НДСП, тыс. руб.	5553,135
Отчисления в автодорожные фонды, тыс. руб.	284,638
Условно-переменные затраты, тыс. руб.	4022,340
Затраты на проведение мероприятия, тыс. руб.	3 183,152
ИТОГО с/ с товарной продукции, тыс. руб.	13043,269
Прибыль от реализации, тыс. руб.	15420,551
Налог на прибыль, тыс. руб.	3700,932
Прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия	11719,229
Прибыль на 1 тонну, тыс. руб.	0,623
Прибыль на 1 рубль затрат, тыс. руб.	0,00368
Прибыль на 1 скважино-операцию, тыс. руб.	1065,420

Табл. 3. Исходные данные и расчет экономического эффекта.

Используя данную методику, нами была построена карта остаточных нефтенасыщенных толщин пласта “гд” Восточно-Сулеевской площади. Изучив эту карту и составив геологические профили по пласту “гд”, нами были выбраны наиболее перспективные участки с наибольшими запасами нефти. Проанализировав весь пробуренный фонд скважин, были составлены геолого-технические мероприятия (ГТМ) (табл. 2). Предлагается ввод из консервации – 1 скважина, ввод из бездействия – 1 скважина, работа с нерентабельным фондом – 9 скважин. Надо отметить, что в первую очередь были изучены скважины, которые на данный момент являются нерентабельными, либо работают периодически и малодебитные. Экономический эффект от этих мероприятий и принцип его подсчета показан в табл. 3.

Программный комплекс “Геолого-технологический режим” (далее просто программа режима) предназначен для планирования работы добывающего и нагнетательного фонда в нефтегазодобывающем управлении “Азнакаевскнефть” (НГДУ).

С помощью программы режима геолог заносит данные и получает отчеты, необходимые для защиты режима добывающих и нагнетательных скважин, а также оперативной промысловой работы геологов.

Необходимость создания программы режима возникла, в первую очередь, из-за различия программных средств, используемых на промыслах Актюбы и Азнакаево. Это были программы, работающие в операционной системе DOS и обладающие множеством недостатков:

- Не было стандарта в написании данных программ, в результате чего каждый промысел менял их по своему усмотрению, что приводило к смене выходных форм.

- Отсутствовала централизованность хранения информации, что приводило к ошибкам согласования разных редакций файлов режима.

- Сами данные представляли собой простые таблицы в формате FoxPro, где не было проверок на корректность данных и отсутствовала безопасность их хранения.

- Промысла не имели программы расчета сложно формируемых отчетов.

Причины написания программы режима обусловлены следующими факторами:

- Стандартизация основных форм и отчетов, а также алгоритмов расчета.

- Облегчение труда геологов при работе со сложно формируемыми данными.

- Контроль и безопасность промысловой информации.

После обзора программных средств и технологий было принято решение об отказе использования уже применяемых технологий подготовки данных ввиду их морального устаревания и выбрана популярная в современном мире, так называемая, технология клиент-сервер. Это позволило хранить данные централизованно, обеспечить их корректность, непротиворечивость и безопасность, стандартизировать и ускорить расчеты.

Клиентское приложение написано для операционной системы Windows и обладает преимуществами современного графического интерфейса перед предыдущим программным обеспечением промыслов.