

Оценка скорости накопления остаточной нефти в стволах простаивающих высокообводнённых скважин

В заводнённой части пласта после прохождения фронта вытеснения остаются скважины в технически исправном состоянии, но остановленные по причине высокой обводнённости добываемой продукции. Часть из этих скважин можно ввести в эксплуатацию, но для этого необходимо выбрать те, в которых имеются условия для консолидации остаточной нефти, и определить скорость накопления этой нефти в стволе скважины. Эта информация позволит дать рекомендации по режиму дальнейшей эксплуатации скважин при условии их безводной эксплуатации. Поставленная задача решалась на основе анализа специальных промысловых исследований и ранжировки скважин в зависимости от абсолютной отметки кровли продуктивного пласта. Специальные промысловые исследования, проведённые на 28 нефтяных месторождениях Башкортостана, позволили ориентировочно оценить скорость накопления остаточной нефти в стволах остановленных высокообводнённых скважин. Полученные результаты полностью согласуются и подтверждают выдвигаемую гипотезу о механизме перестроения нефтяной залежи на заключительной стадии разработки месторождения. Скорость накопления оказалась различной на разных месторождениях, что связано как с различными методами оценки положения статического уровня и водонефтяного раздела, так и отсутствием предварительной очистки призабойных зон. Подавляющее число скважин, на которых зафиксирован столб нефти в стволе или замерена скорость накопления нефти, принадлежит к микрокупольным поднятиям кровли или находится в непосредственной близости от них. В единичных скважинах, местоположение которых характеризуется как впадины кровли, также зафиксирована скорость накопления нефти. Вероятно, это связано с неточностью структурных построений.

Ключевые слова: структурная карта кровли продуктивного пласта, завершающая стадия разработки месторождения, гравитационный градиент давления, остаточная нефть, перестроение нефтяной залежи.

На подвижность остаточной нефти влияют два градиента давления:

- **гидродинамический**, обусловлен разностью давлений в зоне отбора нефти и в зоне закачки вытесняющего агента, направление действия которого соответствует линиям тока жидкости и преимущественно параллельно кровле, подошве пласта;

- **гравитационный**, обусловлен разностью удельного веса нефти и вытесняющего агента (воды), направление действия которого строго вертикальное и действует в любой точке пласта. Под действием гравитационного градиента давления вся остаточная нефть начинает мигрировать в кровельную часть пласта и там собираться. В нижней части пласта с уходом остаточной нефти происходит увеличение сечения между зёрнами породы, что в свою очередь увеличивает фазовую проницаемость по воде. Поэтому происходит снижение сопротивления среды для движения воды, а значит, влияние гидродинамического градиента давления на движение остаточной нефти будет снижаться.

У кровли пласта будет происходить накопление остаточной нефти, которая с увеличением нефтенасыщенности прикровельного участка пласта начнёт частично переходить в «свободный объём» и менять свои гидродинамические свойства (исчезают структурные свойства, что приводит к увеличению подвижности нефти, снижению её вязкости). Под действием гравитационного градиента давления эта нефть начнёт мигрировать в направлении естественного падения пласта к купольным частям пласта и за счёт условия неразрывности потока образует новую «компактную залежь».

Этот процесс будет рельефно проявлять себя по мере продвижения фронта вытеснения, за которым остаются остановленные скважины (по причине высокой обводнённости), в которых проявляется эффект накопления нефти

под действием гравитационного градиента давления. Поэтому можно предложить периодический способ эксплуатации таких скважин с целью отбора нефти без воды. Подтверждением описанному выше способу доработки истощённых продуктивных пластов могут служить факты из нефтепромысловой практики и лабораторные эксперименты, позволяющие дать объяснение происходящим процессам в пластовых условиях, которые приводят к регенерации нефтяного месторождения (Дьячук, 1997а; 1997в; 1997б; Дьячук и др., 1998а; 1998б). Таким образом, на основании изложенных выше выкладок можно сформулировать гипотезу о механизме перестроения нефтяной залежи в условиях искусственного заводнения.

На завершающей стадии разработки остаточная нефть в объёмах пласта с предельным значением водонасыщенности будет мигрировать преимущественно в вертикальном направлении под действием гравитационного градиента давления, который возникает на границе раздела фаз «остаточная нефть – вытесняющий агент» и обусловлен разностью в удельном весе между ними. Скопившаяся в прикровельной части коллектора, остаточная нефть начнёт частично переходить в «свободный объём» и менять свои гидродинамические свойства (исчезают структурные свойства, что приводит к увеличению подвижности нефти, снижению её вязкости). Скопившаяся нефть начнёт перемещаться вдоль кровли в направлении естественного наклона пласта, заполняя все микрокупольные поднятия кровли продуктивного пласта, и за счёт условия неразрывности потока образует новую «компактную залежь».

Весной 1997 г., а именно 14.04.97 г., по АНК «Башнефть» был издан приказ за подписью заместителя генерального директора Викторова П.Ф. «Об исследовании длительно простаивающих скважин», адресованный начальникам НГДУ и заместителю директора ООО «БашНИПИнефть»

Лозину Е.В. В письме предписывалось проведение промысловых исследований в высокообводнённых длительно простаивающих скважинах с целью изучения темпов замещения воды нефтью в стволе скважин, а также оценки состава скважинной жидкости в пьезометрических, контрольных, законсервированных скважинах.

В июле-августе 1997 г. проведена первая серия промысловых исследований, результаты которых представлены в табл. 1. Исследования скважин с целью оценки количества накопленной остаточной нефти в разных НГДУ проводились разными способами (плотномер, замер давления по стволу скважины, поинтервальный отбор проб жидкости пробоотборником или желонкой). Ко времени анализа сопоставить точность каждого метода исследования не представляется возможным, поскольку была проведена только первая серия исследований без сопоставления результатов разными методами. Для повышения точности исследований в скважине рекомендуется к использованию устройства, позволяющие повысить плавность хода и обеспечивающие непрерывный характер изменения скорости каротажного кабеля в каротажном подъёмнике (Атнабаев и др., 2002а; 2002б; 2002в).

При анализе проведённых исследований каждая исследуемая скважина отнесена нами к одному из трех возможных видов (по окружающим её скважинам на кровле продуктивного пласта):

I – скважины перфорированы в одном из куполов продуктивного пласта (микро антиклиналь);

II – скважины перфорированы на «крыльях» купола (склон);

III – скважины перфорированы в точках, которые имеют минимальную абсолютную величину Z по отношению к ближайшим скважинам, и их местоположение на кровле продуктивного пласта можно охарактеризовать как впадина (микро синклиналь).

В результате ранжирования скважин установлено, что,

как правило, факт накопления нефти имеет место в скважинах, расположенных на купольном поднятии или на склоне купола. Исключением являются скважины № 382, 404, 463, 875, 1077 Серафимовского (все скважины на склоне), № 354 Белебеевского (склон), № 1493 Николо-Берёзовской площади (склон), № 831 Арланского (купол), № 103 Манчаровского (склон), № 32, 51, 725 Игровского (склон) месторождений. Наиболее вероятным объяснением этого можно считать не совсем адекватные структурные карты продуктивных пластов. Для остальных случаев возможны два варианта объяснения: остаточная нефть, обладая низкой подвижностью, еще не аккумулировалась в районе данных скважин, или структура склона такова, что он не выдержан по своей поверхности, и нефть обтекает забои данных скважин и аккумулируется выше.

Скважины, которые отнесены к впадинам, не накапливают остаточную нефть. Исключением являются скважины: № 360 Серафимовского, № 2634 Саузбашевского и № 950 Арланского месторождений, в которых зафиксировано накопление остаточной нефти. Наиболее вероятным объяснением можно считать неточность структурных карт (Дьячук и др., 1997б). Кроме перечисленных выше вероятных причин расхождения между выдвигаемой гипотезой по механизму миграции остаточной нефти и результатами промысловых исследований можно с уверенностью говорить об одной безусловной причине: призобойная зона исследуемых скважин не была подготовлена для исследований. Не проведена очистка окрестности скважины и самой скважины от загрязняющих осадков (механические частицы, асфальтосмолистые отложения, соли, множественные эмульсии, глина и т.д.). Вторым фактором, затрудняющим процесс проникновения остаточной нефти в свободный ствол скважины, возможно, является «столб» воды в скважине (нефть должна преодолеть капиллярное давление на границе раздела фаз 0,136 -1,36 МПа в зависимости от диаметра поровых каналов).

№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата остановки	Дата исследования	Нст, м	ВНР, м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопивш. Нефти	Положение скв-ны на структуре кровли пласта отност. окр. скв-н	Скорость накопления нефти, м ³ /мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	220	Туймазинское	DI	1469,0	1652.0-1655.0	1981	26.08.1997	8	570	н+в	7,69	склон (почти купол)	
2	557		DI	1467,0	1598.0-1600.0 1603.0-1608.6	1992	25.08.1997	181	635	н+в	6,21	склон	
3	644		DI	1458,4	1575.0-1579.0 1581.4-1585.0	12,88	30.08.1997	188	275	н+в	1,19	склон	
4	1060		C ₁ bb	942,6	1059.0-1063.0	1992	30.08.1997	184	195	н+в	0,15	склон	
5	1170		DI	1469,8	1625.0-1628.0	1995	30.08.1997	237	320	н+в	1,14	купол	
6	1184		DI	1473,4	1597.0-1601.0	8,92	18.08.1997	45	240	н+в	2,67	склон	
7	1312		DI	1496,9	1737.0-1738.0 1741.0-1744.5 1755.6-1758.0	7,83	26.08.1997	137	420	н+в	3,87	склон	
8	1327		DI	1474,8	1627.0-1630.0	1989	22.08.1997	0	12	н+в	0,16	склон	
9	1549		DI	1448,4	1659.4-1662.0	3,85	22.08.1997	76	79	н+в	0,04	склон (близко к куполу)	
10	1814		DI	1474,1	1725.2-1728.0 1730.4-1735.6	2,88	19.08.1997	6	7	н+в	0,01	склон (возможно купол)	
11	2015		DI	1475,7	1744.0-1746.0 1751.0-1753.0	8,90	30.08.1997	80	350	н+в	3,69	склон	

Табл. 1. Результаты промысловых исследований на высокообводнённых длительно простаивающих скважинах. НГДУ «Туймазанефть»

На Туймазинском нефтяном месторождении исследовано 11 скважин. Все скважины I и II видов. Остаточная нефть зафиксирована во всех стволах исследованных скважинах, однако ни в одной скважине не проведено повторных исследований, поэтому скорость накопления нефти не определена. Всего в стволах исследованных скважин скопилось 26,82 м³ нефти (от 0,01 до 7,69 м³).

На Серафимовском нефтяном месторождении исследовано также 11 скважин. В семи исследуемых скважинах выявлена нефть в стволе скважины. В шести скважинах №№ 360, 382, 387, 463, 600, 809 установлена скорость накопления нефти, которая изменяется от 0,138 до 2,063 м³/мес. и в среднем составляет 0,79 м³/мес. В скважине № 360, находящейся во впадине по структуре кровли коллектора, зафиксирован факт накопления нефти (0,138 м³/мес.), что противоречит выдвигаемой гипотезе. Вероятно, что в этом случае мы имеем дело либо с неточностью структурных

построений, либо в разрезе продуктивного пласта имеет место продуктивный пропласток, который имеет отличную форму от структуры кровли. Всего в стволах семи скважин скопилось 28,16 м³ нефти (0,41 ÷ 16,78 м³).

На Белебеевском, Шкаповском и Наратовском нефтяных месторождениях исследовано по две скважины. Только в скважине № 43 Наратовского нефтяного месторождения проведено повторное исследование, по которому скорость накопления нефти составила 0,06 м³/мес. Всего в стволах пяти скважин скопилось 27,14 м³ нефти (0,16 ÷ 15,63 м³).

На Ново-Хазинской площади Арланского нефтяного месторождения исследовано 10 скважин, в стволах восьми скважин имеется нефть. В скважине № 3249 проведено повторное исследование, по которому скорость накопления нефти составила 0,06 м³/мес. Всего в стволах восьми скважин скопилось 35,21 м³ нефти (0,59 ÷ 14,01 м³).

На Николо-Березовской площади Арланского нефтя-

№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата останки	Дата исследования	Нст, м	ВНР, м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопивш. Нефти	Положение скв-ны. на структуре кровли пласта относ. окр. скв-н	Скорость накопления нефти, м ³ /мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	76	Серафимовское	Д ₁	1510,0	1510.2-1525.2							склон	
	76		Д ₁	1510,0	1510.2-1525.2		29.09.1997	282	550	н+в	3,67	склон	
	76		Д ₁	1510,0	1510.2-1525.2		09.10.1997	282	550	н+в	3,67	склон	
2	264		Д ₁	1520,4	1520.1-1521.6		20.06.1997	235	-	вода	-	впадина	
	264		Д ₁	1520,4	1520.1-1521.6		15.08.1997	16	-	вода	-	впадина	
	264		Д ₁	1520,4	1520.1-1521.6		14.10.1997	18	-	вода	-	впадина	
3	360		Д ₁	1523,7	1523.9-1527.4		02.07.1997	158	-	вода	-	впадина	
	360		Д ₁	1523,7	1523.9-1527.4		17.07.1997	136	-	вода	-	впадина	
	360		Д ₁	1523,7	1523.9-1527.4		14.10.1997	120	150	н+в	0,41	впадина	0,138
4	382		Д ₁	1518,1	1518.0-1522.0		17.06.1997	210	-	вода	-	склон	
	382		Д ₁	1518,1	1518.0-1522.0		10.10.1997	208	310	н+в	1,40	склон	0,364
5	387	Д ₁	1513,4	1513.4-1518.0		07.07.1997	96	217	н+в	1,66	купол (возможно склон)		
	387	Д ₁	1513,4	1513.4-1518.0		07.10.1997	96	360	н+в	3,61	купол (возможно склон)	1,178	
6	404	Д ₁	1521,9	1521.1-1523.1		17.06.1997	220	-	вода	-	склон		
	404	Д ₁	1521,9	1521.1-1523.1		15.08.1997	230	-	вода	-	склон		
	404	Д ₁	1521,9	1521.1-1523.1		10.10.1997	225	-	вода	-	склон		
7	463	Д ₁	1514,4	1521.9-1525.4		02.07.1997	58	-	вода	-	склон		
	463	Д ₁	1514,4	1521.9-1525.4		14.10.1997	50	100	н+в	0,68	склон	0,197	
8	600	С ₁ bb	1049,9	1050.1-1055.0		20.08.1997	300	312	н+в	0,16	склон		
	600	С ₁ bb	1049,9	1050.1-1055.0		22.09.1997	355	475	н+в	1,64	склон	1,493	
	600	С ₁ bb	1049,9	1050.1-1055.0		01.10.1997	355	475	н+в	1,64	склон	0,00	
	600	С ₁ bb	1049,9	1050.1-1055.0		11.12.1997	354	472	н+в	1,61	склон	0,00	
9	809	Д ₁	1513,7	1513.7-1526.3		09.06.1997	141	800	н+в	9,02	-		
	809	Д ₁	1513,7	1513.7-1526.3		30.09.1997	138	1365	н+в	16,79	-	4,457	
10	875	Д ₁	1522,5	1521.9-1524.9		01.07.1997	540	-	вода	-	купол (возможно склон)		
	875	Д ₁	1522,5	1521.9-1524.9		21.08.1997	475	-	вода	-	купол (возможно склон)		
	875	Д ₁	1522,5	1521.9-1524.9		10.10.1997	515	-	вода	-	купол (возможно склон)		
11	1077	С ₁ bb	1047,0	1047.0-1048.6 1051.4-1054.2		09.06.1997	236	-	вода	-	склон		
	1077	С ₁ bb	1047,0	1047.0-1048.6 1051.4-1054.2		09.10.1997	723	-	вода	-	склон		

Продолжение таблицы 1. НГДУ «Октябрьскнефть»

ного месторождения исследовано семь скважин, в стволах пяти скважин зафиксирована нефть. Всего объём скопившейся нефти составляет 32,55 м³ (1,67 ÷ 16,36 м³).

На Арланской площади исследовано 20 скважин. В 19 скважинах исследования выявили нефть в стволе скважины. В 11 скважинах (№№ 29, 246, 310, 500, 641а, 950, 1039, 1723, 1901, 2388, 7502) установлена скорость накопления нефти, которая изменяется от 0,02 до 10,11 м³/мес. и в среднем составляет 1,75 м³/мес. В скважине № 950, находящейся

ся во впадине по структуре кровли коллектора, зафиксирован факт накопления нефти (0,02 м³/мес.), что противоречит выдвигаемой гипотезе. Вероятно, что, как и по скважине № 360 Серафимского нефтяного месторождения, имеет место либо неточность структурных построений, либо в разрезе продуктивного пласта имеется продуктивный пропласток, который имеет отличную форму от структуры кровли. Всего в стволах 19 скважин скопилось 134,93 м³ нефти (0,31 ÷ 15,98 м³).

а)

№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата останки	Дата исследования	Нст, м	ВНР, м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопвш. Нефти	Положение скв-ны. на структуре кровли пласта относ. окр. скв-н	Скорость накопления нефти, м ³ /мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	354	Белебеевское	Д _I	1664	2106.4-2110.0	5,90	12.08.1997	0	-	вода	-	склон	
2	414		Д _I	1668	2299.0-2102.4	3,91	12.08.1997	490	820	н+в	4,52	склон (почти впадина)	
3	168	Шкаповское	Д _I	1684	1961.0-1965.0	9,81	13.08.1997	40	450	н+в	5,61	склон	
4	201		Д _I	1692	2017.0-2022.0	10,84	13.08.1997	178	190	н+в	0,16	склон	

б)

№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата останки	Дата исследования	Нст, м	ВНР, м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопвш. Нефти	Положение скв-ны. на структуре кровли пласта относ. окр. скв-н	Скорость накопления нефти, м ³ /мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	23	Наратово	C _I ^{2h}	1288.4-1289.6 1290.8-1292.8	1288.4-1289.6 1290.8-1292.8		08.08.1997	152	1295	н+в	15,64		
2	42		C _I ^{2h}	1377.2-1380.0	1377.2-1380.0		07.08.1997	188	259	н+в	0,97	купол	
	42		C _I ^{2h}	1377.2-1380.0	1377.2-1380.0		08.12.1997	316	405	н+в	1,22	купол	0,297
3	3082	Ново-Хазинское	C _I ^{2h}	1237.6-1244.4	1237.6-1244.4		27.08.1997	497	618	н+в	1,66		
4	3200		C _I ^{2h}	1231.2-1234.2 1238.0-1240.0	1231.2-1234.2 1238.0-1240.0		11.12.1997	210	1234	н+в	14,01		
5	3239		C _I ^{2h}	1200.0-1207.0 1193.6-1195.6	1200.0-1207.0 1193.6-1195.6		27.06.1997	507	826	н+в	4,36	купол	
	3239		C _I ^{2h}	1200.0-1207.0 1193.6-1195.6	1200.0-1207.0 1193.6-1195.6		09.12.1997	242	553	н+в	4,26		
6	3249		C _I ^{2h}	1205.6-1212.0	1205.6-1212.0		14.08.1997	323	351	н+в	0,38		
	3249		C _I ^{2h}	1205.6-1212.0	1205.6-1212.0		25.12.1997	358	401	н+в	0,59	купол	0,133
7	3426		C _I ^{2h}	1335.6-1337.6	1335.6-1337.6		23.05.1997	423	762	н+в	4,64	купол	
	3426		C _I ^{2h}	1335.6-1337.6	1335.6-1337.6		10.11.1997	444	783	н+в	4,64		
8	3669		C _I ^{2h}	1215.2-1216.4 1217.2-1218.4 1230.0-1232.0 1233.8-1234.8 1238.8-1240.0	1215.2-1216.4 1217.2-1218.4 1230.0-1232.0 1233.8-1234.8 1238.8-1240.0								
9	4023		C _I ^{2h}	1214.8-1216.4 1226.8-1228.4 1236.8-1241.6	1214.8-1216.4 1226.8-1228.4 1236.8-1241.6		02.09.1997	340	-				
10	4134		C _I ^{2h}	1305.6-1310.0	1305.6-1310.0		18.06.1997	324	-	вода		впадина	
	4134		C _I ^{2h}	1305.6-1310.0	1305.6-1310.0		25.11.1997	329	-	вода			
11	4884		C _I ^{2h}	1532.0-1533.0	1532.0-1533.0		17.06.1997	567	722	н+в	2,12	склон	
	4884		C _I ^{2h}	1532.0-1533.0	1532.0-1533.0		24.11.1997	657	812	н+в	2,12	склон	
12	5176		C _I ^{2h}	1341.2-1343.6	1341.2-1343.6								
13	5335		C _I ^{2h}	1256.2-1257.4 1262.0-1264.4 1284.0-1286.4	1256.2-1257.4 1262.0-1264.4 1284.0-1286.4								
14	5602	C _I ^{2h}	1282.8-1286.8 1300.0-1302.0	1282.8-1286.8 1300.0-1302.0									
15	5619	C _I ^{2h}	1324.4-1326.4	1324.4-1326.4		06.09.1997	232	692	н+в	6,29			
16	5805	C _I ^{2h}	1253.2-1258.8	1253.2-1258.8		14.08.1997	352	473	н+в	1,66			

Продолжение таблицы 1. а) НГДУ «Аксаковнефть», б) НГДУ «Южарланнефть»

На Саузбашевском нефтяном месторождении исследовано семь скважин. В шести скважинах исследования выявили нефть в стволе скважины. В трех скважинах (№№ 2634, 2655, 7028) установлена скорость накопления нефти, которая изменяется от 0,66 до 1,53 м³/мес. и в среднем составляет 0,97 м³/мес. В скважине № 2634, находящейся во впадине по структуре кровли коллектора, зафиксирован факт накопления нефти (0,717 м³/мес.), что также противоречит выдвигаемой гипотезе. Вероятно, что, как и по скважине № 360 Серафимского нефтяного месторождения и по скважине № 950 Арланской площади неточны структурные карты или в разрезе продуктивного пласта имеется продуктивный пропласток, который имеет отличную форму от структуры кровли. Всего в стволах шести скважин скопилось 56,9 м³ нефти (3,06 ÷ 17,08 м³).

На Бураевском нефтяном месторождении исследовано шесть скважин. В пяти скважинах исследования выявили нефть в стволе скважины. В одной скважине № 192 установлена скорость накопления нефти, которая составляет 0,12 м³/мес. В скважине № 184 весь ствол скважины заполнен нефтью. Всего в стволах пяти скважин скопи-

лось 23,09 м³ нефти (0,37 ÷ 16,49 м³).

На Игровском нефтяном месторождении исследовано шесть скважин, в стволах трёх скважин зафиксирована нефть. Скорость накопления не определена, однако в скважине № 349 проведённое исследование 07.1997 г. выявило 13,2 м³ нефти в стволе скважины, а замер буферного давления 12.1997 г. показал, что оно увеличилось до 15 атм, что косвенно указывает на приток нефти в скважину. Всего объём скопившейся нефти в стволах трёх скважин составляет 20,65 м³ (3,21 ÷ 13,2 м³).

На Кузбаевском нефтяном месторождении исследовано четыре скважины, в стволах всех скважин зафиксирована нефть. Однако в скважине № 6327 повторное исследование показало уменьшение столба нефти, причём столб нефти находился вблизи устья скважины. В данном случае, исследования проведены не корректно. Всего объём скопившейся нефти в стволах четырех скважин составляет 5,07 м³ (0,14 ÷ 3,34 м³).

На Надеждинском нефтяном месторождении исследовано две скважины, в стволах которых зафиксирована нефть. В скважине № 5004 скорость накопления нефти со-

№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата остановки	Дата исследования	Нст, м	ВНР, м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопивш. Нефти	Положение скв-ны. на структуре кровли пласта	Скорость накопления нефти, м ³ /мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1493	Н.-Берёзовское	ТТНК	1167		2,97	13.06.1997	123	-	вода	-	склон	
2	1565		ТТНК	1174		1982	28.07.1997	92	214	н+в	1,67	купол	
3	1701		ТТНК	1170		3,95	09.07.1997	187	1383	н+в	16,37	склон	
4	1939		ТТНК	1157		10,92	27.02.1997	679	1274,4	н+в	8,15	купол	
5	6119		ТТНК	1146		8,96	19.06.1997	25	300	н+в	3,76	купол	
6	6478		ТТНК	1152		4,94	21.05.1997	117	-	вода	-	впадина	
7	6602		ТТНК	1166		4,94	14.07.1997	69	260	н+в	2,61	склон	
8	29		ТТНК	1125		1,97	13.02.1997	104	1213	н+в	15,17	склон	10,587
9	246		ТТНК	1141		1,96	28.03.1997	232	835	н+в	8,25	склон	0,549
10	310		ТТНК	1156		1,96	27.05.1997	417	1224	н+в	11,04	купол	0,648
11	347		ТТНК	1152		2,94	04.02.1997	575	932	н+в	4,88	склон	
12	500		ТТНК	1149		1,96	06.06.1997	370	728	н+в	4,90	склон	0,282
13	641a	Арланское	ТТНК	1156		3,97	26.05.1997	230	929	н+в	9,56	склон (плато)	5,217
14	753		ТТНК	1160		6,94	26.03.1997	372	880	н+в	6,95	склон	
15	831		ТТНК	1134		4,94	17.02.1997	362	-	вода	-	купол	
16	950		ТТНК	1162		1,96	19.03.1997	723	748	н+в	0,34	впадина	0,023
17	1039		ТТНК	1150		10,96	26.03.1997	27	155	н+в	1,75	склон	0,330
18	1060		ТТНК	1150		7,95	25.03.1997	322	1318	н+в	13,63	склон	
19	1723		ТТНК	1142		1,96	25.03.1997	373	860	н+в	6,66	купол	0,446
20	1901		ТТНК	1183		7,97	10.07.1997	124	147	н+в	0,31	склон (почти купол)	1,049
21	2388		ТТНК	1151		1,96	30.01.1997	514	821	н+в	4,20	склон	0,320
22	2803		ТТНК	1185		5,92	21.07.1997	470	1017	н+в	7,48	склон	
23	6008		ТТНК	1135		3,95	15.01.1997	134	1302	н+в	15,98	купол	
24	6332		ТТНК	1140		10,91	21.05.1997	201	285	н+в	1,15	склон	
25	7502	Саузбашевское	ТТНК	1139		7,96	10.06.1997	384	920	н+в	7,33	склон (почти купол)	0,638
26	7744		ТТНК	1140		12,95	10.01.1997	244	1222	н+в	13,38	купол	
27	7745		ТТНК	1147		7,95	13.01.1997	481	626	н+в	1,98	склон	
28	2634		ТТНК	1198		1,95	13.03.1997	367	1041	н+в	9,22	впадина	0,352
29	2634		ТТНК	1198		1,95	20.06.1997	299	1146	н+в	11,59	впадина	0,732
30	2643		ТТНК	1182		5,95	20.06.1997	27	1276	н+в	17,09	склон	
31	2655		ТТНК	1180		1,95	14.03.1997	516	1213	н+в	9,54	склон	0,364
32	2655		ТТНК	1180		1,95	04.06.1997	507	1222	н+в	9,78	склон	0,091
33	2708		ТТНК	1187		3,94	29.01.1997	225	988	н+в	10,44	склон	
34	7013		ТТНК	1190		5,95	09.06.1997	65	-	вода	-	впадина	
35	7028		ТТНК	1183		1,97	03.07.1997	109	333	н+в	3,07	склон (почти купол)	0,544
36	7922		ТТНК	1177		2,95	25.06.1997	96	458	н+в	4,95	склон	

Продолжение таблицы 1. НГДУ «Арланнефть»



№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата остановки	Дата исследования	Нст м	ВНР м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопиш. Нефти	Положение скв-ны. на структуре кровли пласта относит. окр. скв-н	Скорость накопления нефти, м³/мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	184	Бураевское	C ₂	1201,5		01.05.1981	7,97	нефть	нефть	нефть	в объёме скв.	купол	
2	192		C ₁ ^{2h}			01.07.1997	10,97	258	285	н+в	0,37		0,119
3	2984		C ₁ ^{2h}			01.07.1997	2,98	78	82	вода	0,05		
4	3031		C ₁ ^{2h}			01.10.1991	11,97	0	-	вода	-		
5	3052		C ₁ ^{2h}			01.10.1992	1,98	180	310	н+в	1,78		
6	3193		C ₁ ^{2h}			01.08.1995	7,97	109	360	н+в	3,43	склон (почти купол)	
7	32	Игровское	C ₁ ^{2h}	1241,6		01.10.1995	2,98	42	250	н+в	2,85		
8	51		C ₁ ^{2h}	1241,0		01.02.1995	11,97	95	170	н+в	1,03		
9	349		C ₁ ^{2h}	1241,0		01.05.1982	8,97	108	-	вода	-	склон	
10	725		C ₁ ^{2h}	1231,3		01.04.1986	8,97	0	-	вода	-	склон	
11	2206		C ₁ ^{2h}	1231,3		01.08.1995	7,97	5	970	н+в	13,20	склон	
12	6639	Кубаевское	C ₁ ^{2h}	1209,1		01.06.1997	12,97						P6 = 15атм
13	3602		C ₂			01.05.1982	8,97	0	-	вода	-	склон	
14	6327		C ₂			01.11.1992	8,97	0	38	н+в	0,52	склон	
15	6331		C ₁ ^{2h}			01.05.1994	7,97	160	470	н+в	4,24	склон	
16	3803	Надеждинское	C ₁ ^{2h}	1168,2		01.07.1996	11,97	315	550	н+в	3,22	склон	
17	3803		C ₁ ^{2h}	1168,2		01.09.1994	7,97	6	250	н+в	3,34	склон	
18	5004	Орьебашевское	C ₁ ^{2h}	1168,1		01.08.1994	2,98	372	402	н+в	0,41		
19	105		C ₁ ^{2h}			01.12.1995	11,97	40	50	н+в	0,14		
20	175		C ₁ ^{2h}			01.12.1995	2,98	6	10	н+в	0,05		
21	239	Татышлинское	C ₁ ^{2h}			01.09.1995	11,97	13	100	н+в	1,19		
22	276		C ₁ ^{2h}			01.08.1988	7,97	500	550	н+в	0,68	склон	
23	2341		C ₁ ^{2h}	912,4		01.06.1989	11,97	80	-	вода	-	склон	
24	3659		C ₁ ^{2h}			01.02.1997	7,97	690	740	н+в	0,68	склон (возможно впадина)	0,137
25	5312	Четырминское	C ₁ ^{2h}			01.05.1994	2,98	132	182	н+в	0,68		
26	6		C ₁ ^{2h}			01.02.1995	1,98	18	34	н+в	0,22		
27	1505		C ₁ ^{2h}			01.01.1996	1,98	18	650	н+в	8,65		0,355
28	1538		C ₂			01.02.1995	7,97	804	850	н+в	0,63	склон	
29	1201		C ₁ ^{2h}			01.06.1995	11,97	24	39	н+в	0,21		
30	1202		C ₁ ^{2h}			01.09.1996	1,98	114	134	н+в	0,27		
31	1211		C ₁ ^{2h}			01.09.1996	2,98	114	134	н+в	0,27		
32	1258	Ю-Максимовск	C ₁ ^{2h}	1203,0		01.10.1997	12,97	108	132	н+в	0,33		0,162
33	1258		C ₁ ^{2h}	1203,0		01.10.1992	7,97	300	800	н+в	6,84	склон	
34	1258		C ₁ ^{2h}	1207,0		01.10.1992	8,97	120	1045	н+в	12,66	склон	
35	1267	Волдинское	D3			01.01.1994	9,97	120	1240	н+в	15,33		
36	1286		C ₁ ^{2h}			01.10.1992	7,97	18	1200	н+в	16,17	склон	
37	2135		C ₁ ^{2h}			01.07.1995	2,98	200	700	н+в	6,84		
38	2143		C ₁ ^{2h}			01.07.1995	2,98	120	450	н+в	4,52		
39	2514	Байсаровское	C ₁ ^{2h}			01.01.1994	2,98	6	240	н+в	3,20		
40	2591		C ₁ ^{2h}			01.08.1996	7,97	60	210	н+в	2,05	склон	0,187
41	2591		C ₁ ^{2h}			01.08.1996	9,97	120	175	н+в	0,75	склон	
42	2731		C ₁ ^{2h}			01.08.1996	11,97	150	275	н+в	1,71	склон	
43	2736		C ₁ ^{2h}			01.05.1994	7,97	650	-	вода	-	впадина	
44	2736		C ₂			01.06.1994	2,98	0	750	н+в	10,26		
45	2736		C ₂	803,3		01.11.1991	8,97	120	-	вода	-	впадина	
46	2736		C ₂			01.01.1990	9,97	98	104	н+в	0,08		
47	2736	C ₂			01.03.1995	7,97	30	730	н+в	9,58	склон		
48	2736	Волдинское	C ₁ ^{2h}			01.06.1995	10,97	35	685	н+в	8,89	склон	
49	2736		C ₁ ^{2h}			01.06.1995	2,98	12	692	н+в	9,30		
50	2736	Ю-Максимовск	C ₂			01.07.1996	12,97	0	-	вода	-		
51	2736		C ₂			01.07.1996	2,98	0	-	вода	-		перелев.
52	2736		C ₂			01.07.1996	8,97	238	522	н+в	3,89	склон	0,294
53	2736		C ₂			01.07.1996	10,97	42	392	н+в	4,79	склон	0,602
54	2736		C ₂			01.07.1996	10,97	42	392	н+в	4,79	склон	0,602
55	2736		C ₁ ^{2h}			01.01.1997	7,97	238	358	н+в	1,64	склон	0,250
56	2736		C ₁ ^{2h}			01.01.1997	12,97	368	608	н+в	3,28	склон	0,328
57	2736		C ₁ ^{2h}			01.10.1996	1,98	364	709	н+в	4,72	склон	1,437
58	2736		C ₁ ^{2h}			01.10.1996	1,98	364	709	н+в	4,72	склон	1,437
59	2736		C ₂			01.04.1996	7,97	50	450	н+в	5,47	склон	0,400
60	2736		C ₂			01.07.1996	12,97	162	220	н+в	0,79	склон	
61	2736		C ₁ ^{2h}			01.08.1993	8,97	318	346	н+в	0,38	склон (на впадине)	0,766
62	2736	C ₁ ^{2h}			01.08.1993	12,97	264	300	н+в	0,49	склон (на впадине)	0,123	
63	2736	Волдинское	C ₁ ^{2h}			01.03.1995	7,97	78	328	н+в	3,42	склон	
64	2736		C ₁ ^{2h}			01.06.1996	10,97	112	362	н+в	3,42	склон	
65	2736		C ₁ ^{2h}			01.06.1996	1,98	124	388	н+в	3,61	склон	1,191
66	2736		C ₁ ^{2h}			01.06.1996	1,98	124	388	н+в	3,61	склон	1,191
67	2736	Волдинское	C ₂			01.06.1994	8,97	0	44	н+в	0,60	склон	
68	2736		C ₁ ^{2h}			01.07.1997	12,97	160	550	н+в	5,34		1,067
69	2736		C ₁ ^{2h}			01.04.1993	11,97	120	570	н+в	6,16		
70	2736		C ₂			01.09.1991	9,97	80	130	н+в	0,68		
71	2736		C ₁ ^{2h}			01.02.1995	11,97	300	530	н+в	3,15		
72	2736		C ₁ ^{2h}			01.08.1989	9,97	260	280	н+в	0,27		
73	2736		C ₁ ^{2h}			01.07.1993	9,97	12	45	н+в	0,45		
74	2736		C ₁ ^{2h}			01.06.1996	12,97	156	187	н+в	0,42		
75	201	Байсаровское	C ₁ ^{2h}			01.01.1996	12,97	250	320	н+в	0,96		

Продолжение таблицы 1. НГДУ "Краснохолмскнефть".

ставила 0,14 м³/мес. В скважине № 3803, также как по скважине № 6327 Кузбаевского месторождения, повторное исследование не выявило столба нефти. Очевидно, что исследования проведены не корректно.

На Орьбашевском нефтяном месторождении исследовано семь скважин, в стволах всех исследованных скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления определена в двух скважинах (№№ 239, 5312), которая изменяется от 0,16 до 0,36 м³/мес. и в среднем составляет 0,26 м³/мес. Всего объём скопившейся нефти в стволах скважин составляет 10,98 м³ (0,21 ÷ 8,64 м³).

На Татышлинском нефтяном месторождении исследовано семь скважин, в стволах всех исследованных скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления не определена. Всего объём скопившейся нефти в стволах скважин составляет 65,53 м³ (3,2 ÷ 16,17 м³).

На Четырминском нефтяном месторождении исследовано пять скважин, в стволах трёх скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления определена в скважине № 1258, которая составила 0,48 м³/мес. Всего объём скопившейся нефти в стволах трёх скважин составляет 12,39 м³ (0,08 ÷ 10,26 м³).

На Югомаш-Максимовском нефтяном месторождении исследовано восемь скважин, в стволах семи исследованных скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления определена в пяти скважинах (№№ 2514, 2591, 2675, 2731, 2736), которая изменяется от 0,03 до 1,44 м³/мес. и в среднем составляет 0,57 м³/мес. Всего объём скопившейся нефти в стволах семи скважин составляет 34,59 м³ (0,49 ÷ 9,57 м³).

На Воядинском нефтяном месторождении исследовано семь скважин, в стволах всех скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления определена в скважине № 1701, которая составила 1,07 м³/мес. Всего объём скопившейся нефти в стволах скважин составляет 16,47 м³ (0,27 ÷ 6,16 м³).

На Старцевском и Байсаровском месторождениях ис-

Месторождение	Кол-во исслед. скв-н	Средняя скорость накопления, м ³ /мес.	Мин. скорость накопления, м ³ /мес.	Макс. скорость накопления, м ³ /мес.
Серафимовское	6	0,79	0,14	2,06
Наратовское	1	0,06	0,06	0,06
Ново-Хазинская площадь	1	0,06	0,06	0,06
Арланская площадь	11	1,75	0,02	10,11
Саузбашевское	3	0,97	0,66	1,53
Бураевское	1	0,12	0,12	0,12
Надеждинское	1	0,14	0,14	0,14
Орьбашевское	2	0,26	0,16	0,36
Четырминское	1	0,48	0,48	0,48
Югомаш-Максимовское	5	0,57	0,03	1,44
Воядинское	1	1,07	1,07	1,09
Манчаровское	1	0,06	0,06	0,06
Саитовское	1	1,48	1,48	1,48
В целом	35	0,60	0,02	10,11

Табл. 2. Скорости накопления нефти в скважинах.

следования проведены в двух скважинах. В результате исследований в стволах скважин зафиксирован столб нефти.

На Манчаровском нефтяном месторождении исследовано три скважины, в стволах всех скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления определена в скважине № 103, которая составила 0,055 м³/мес. Всего объём скопившейся нефти в стволах скважин составляет 6,53 м³ (0,27 ÷ 3,49 м³).

На Саитовском нефтяном месторождении исследовано три скважины, в стволах двух скважин зафиксирован столб нефти. Скорость накопления определена в скважине № 3605, которая составила 1,48 м³/мес. В скважине № 3523 исследования проведены не корректно. Объём скопившейся нефти в скважине № 3605 составил 8,18 м³.

Промысловые исследования также проводились в единичных скважинах на Яркевском, Андреевском, Таймурзинском, Крещбулякском и Абдуловском месторождениях. Исследовано 6 скважин, в четырёх случаях зафиксирован столб нефти. Скорость накопления нефти не замерялась. Объём скопившейся нефти варьирует от 0,26 до 11,37 м³.

№№ п/п	№ скв.	Месторождение	Объект разработки	Абсолют. Отметка кровли пласта	Интервал перфорации	Дата останки	Дата исследования	Нст, м	ВНР, м	Состав скваж. жид-ти	Объём скопивш. Нефти	Положение скв-ны. на структуре кровли пласта отност. окр. скв-н	Скорость накопления нефти, м ³ /мес
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	71	Манчаровское	C ₁ bb				01.12.1997	40	295	н+в	3,23		
2	103		C ₁ bb	1161,4	1315.5-1316.0		02.07.1997	389	-	вода	-	склон	
	103		C ₁ bb	1161,4	1315.5-1316.0		01.12.1997	230	250	н+в	0,27		0,054
3	163	Саитовское	C ₁ bb				01.12.1997	210	412,5	н+в	2,77		
4	3523		C ₁ bb	-	-		09.06.1997	825	900	н+в	1,03	склон	
	3523		C ₁ bb	-	-		01.12.1997	556	-	вода	-		
5	3605	Саитовское	C ₁ bb	1228,3	1505.0-1506.4		09.06.1997	335	850	н+в	7,05	склон	
	3605		C ₁ bb	1228,3	1505.0-1506.4		?	37	635	н+в	8,18	склон	
6	6185	Яркевское	C ₁ bb				01.10.1997	274	-	вода	-		
7	2109		C ₁ bb	1165	1386.0-1388.0		03.07.1997	401	-	вода	-	впадина	
8	1892	Андреевская					01.10.1997	169	1000	н+в	11,37		
9	840	Таймурзино					01.12.1997	126	145	н+в	0,26		
10	15796с	Таймурзино					01.12.1997	55	-	вода	-		
11	163	Крещ-Буляк						235	390	н+в	2,12		
12	268	Абдул.						365	492,5	н+в	1,74		

Продолжение таблицы 1. НГДУ «Чекмагушнефть»

Таким образом, специальными промысловыми исследованиями охвачено 28 нефтяных месторождений. Исследовано 138 высокообводнённых, длительно простаивающих скважин, из которых в 117 зафиксирован столб скопившейся нефти.

Анализ результатов исследований (Табл. 2) позволяет приблизительно определить скорость замещения воды нефтью в стволе скважины. На различных месторождениях эта скорость меняется, что впрочем, очевидно и без результатов исследований.

Наиболее достоверными результатами из имеющихся можно считать цифры, полученные для Арланской площади (1,75 м³/мес.), Серафимовского (0,79 м³/мес.) и Югомаш-Максимовского (0,57 м³/мес.) месторождений. По другим месторождениям скорости получены по одному, максимум по трём замерам.

Выводы

1. Специальные промысловые исследования, проведённые на 28 нефтяных месторождениях Башкортостана, позволили ориентировочно оценить скорость накопления остаточной нефти в стволах остановленных высокообводнённых скважин. Полученные результаты полностью согласуются и подтверждают выдвигаемую гипотезу о механизме перестроения нефтяной залежи на заключительной стадии разработки месторождения.

2. Скорость накопления оказалась различной на разных месторождениях, что связано как с различными методами оценки положения статического уровня и ВНР, так и отсутствием предварительной очистки призабойных зон.

3. Подавляющее число скважин, на которых зафиксирован столб нефти в стволе или замерена скорость накопления нефти, принадлежат к микрокупольным поднятиям кровли или находятся в непосредственной близости от них.

4. В единичных скважинах, местоположение которых

характеризуется как впадины кровли, также зафиксирована скорость накопления нефти. Вероятно, это связано с неточностью структурных построений.

Литература

Атнабаев З.М., Баграмов К.А., Дьячук И.А., Репин Д.Н., Репин Н.Н., Хасанов М.М., Шаньгин Е.С. Каротажный подъемник. Пат. 2179636. РФ: МПК Е 21 В 47/01. № 2001102219/03. 2002.

Атнабаев З.М., Баграмов К.А., Дьячук И.А., Репин Д.Н., Репин Н.Н., Хасанов М.М., Шаньгин Е.С. Укладчик каротажного кабеля. Пат. 2179634. РФ: МПК Е 21 В 47/01. № 2001102217/03. 2002.

Атнабаев З.М., Баграмов К.А., Дьячук И.А., Репин Д.Н., Репин Н.Н., Хасанов М.М., Шаньгин Е.С. Устройство для спуска и подъема скважинных приборов. Пат. 2179635. РФ: МПК Е 21 В 47/01. № 2001102218/03. 2002.

Дьячук И.А. Влияние гравитационного поля на процесс эксплуатации нефтяного месторождения, находящегося на заключительной стадии разработки. *Тез. XX школы-семинара по проблемам механики сплошных сред в системах добычи, транспорта и переработки нефти и газа*. Уфа: Транстэк. 1997а. С. 25-26.

Дьячук И.А. Изучение процессов, происходящих при перестроении нефтяной залежи на заключительной стадии разработки. *Дис...канд.техн.наук*. Уфа. 1997б. 160 с.

Дьячук И.А. К проблеме повышения нефтеотдачи пластов, находящихся на заключительной стадии разработки. Уфимский нефтяной институт. Уфа. 1997в. 23 с. Деп. ВИНТИ. № 1993-В97.

Дьячук И.А., Кардаш Д.Е., Маланченко А.А. Особенности заключительной стадии разработки при применении жёстко-водонапорного режима. *Нефтепромысловое дело*. 1998. № 4-5. С. 17-23.

Дьячук И.А., Кардаш Д.Е., Маланченко А.А. Повышение рентабельности добычи нефти на заключительной стадии разработки месторождений. *Мат. школы-семинара «Современные методы проектирования процессов разработки нефтяных месторождений»*. Уфа. ВНИИЦ «Нефтегазтехнология». 1998. С. 51.

Сведения об авторе

Иван Алексеевич Дьячук – к. техн. н, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

450062 Уфа, ул. Космонавтов 1. Тел: +7(917)75-13-429

Estimation of accumulation rate of residual oil in highly watered idle wells

I.A. Dyachuk

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia, e-mail: DyachukIA@ufa-stem.ru

Abstract. In water-flooded part of formation, after passage of displacement front, there are wells in good technical conditions, but shut down due to highly watered extracted product. Some of these wells can be put into operation, but it is necessary to select those in which there are conditions for consolidation of residual oil, and to determine accumulation rate of such oil in well bores. This information will provide recommendations for future mode of well operation on condition of waterless operation. The problem was solved based on the analysis of special field research and wells ranking, depending on the absolute level of the top of producing formation. Special field research conducted on 28 oil fields of Bashkortostan, allowed to approximately estimate the accumulation rate of residual oil in bores of highly watered idle wells. The obtained results are in complete agreement and confirmation of proposed hypothesis about the mechanism of reforming oil deposit in the final stage of field development. The accumulation rate was different in different fields, which is connected with different methods of estimating the static level position and oil-water interface, as well as the lack of pre-treatment of bottom-hole zones. The vast number of wells in which oil column was recorded or oil accumulation rate was measured, belongs to micro-domical elevations of formation top or in the immediate vicinity of such elevations. In few wells,

location of which is characterized as a depression of formation top, oil accumulation rate is also recorded. This is probably due to inaccurate structural imaging.

Keywords: structural map of the top part of producing formation, final stage of the oil field development, gravitational pressure gradient, residual oil, reformation of oil deposits.

References

Atnabayev Z.M., Bagramov K.A., Dyachuk I.A., Repin D.N., Repin N.N., Khasanov M.M., Shagin Ye.S. Karotazhny podzemnik [Lifting lift]. Patent 2179636. Rus. Federation: MPK E 21 B 47/01; № 2001102219/03. 2002.

Atnabayev Z.M., Bagramov K.A., Dyachuk I.A., Repin D.N., Repin N.N., Khasanov M.M., Shagin Ye.S. Ukladchik karotazhnogo kabelya [Stacker wireline]. Patent 2179634. Rus. Federation: MPK E 21 B 47/01; № 2001102217/03. 2002.

Atnabayev Z.M., Bagramov K.A., Dyachuk I.A., Repin D.N., Repin N.N., Khasanov M.M., Shagin Ye.S. Ustroystvo dlya spuska i podyema skvazhinnykh priborov [Device for lowering and lifting the downhole tools]. Patent 2179635. Rus. Federation: MPK E 21 B 47/01; № 2001102218/03. 2002.

Dyachuk, I.A. Influence of gravity field on the process of oil filed exploitation on the late stage. *Tezisy XX shkoly-seminara po*

Окончание статьи И.А. Дьячука «Оценка скорости накопления остаточной нефти в стволах простаивающих высокообводнённых скважинах»

problemam mekhaniki sploshnykh sred v sistemakh dobychi, transporta i pererabotki nefi i gaza [Problems of continuum mechanics in systems of production, transportation and processing of oil and gas. Seminar abstracts]. Ufa: Transtek. 1997. Pp. 25-26. (In Russian)

Dyachuk, I.A. K probleme povysheniya nefteodachi plastov, nakhodyashchikhsya na zaklyuchitel'noy stadii razrabotki [On the problem of enhanced oil recovery of near-depleted deposits]. Ufa: Ufa State Institute. 1997. 23 p. Dep. VINITI. № 1993-V97.

Dyachuk, I.A. *Izucheniye protsessov, proiskhodyashchikh pri pereformirovaniy nefyanoy zalezhi na zaklyuchitel'noy stadii razrabotki* [The study of the processes occurring during the reformation of oil deposits in the final development stage]. *Diss. kand. tech. nauk.* [Cand. tech. sci. diss.]. 1998. 160 p.

Dyachuk I.A., Kardash D.E., Malanchenko A.A. Osobennosti zaklyuchitel'noy stadii razrabotki pri primenenii zhyostkovodonapornogo rezhima [Features of the final stages of development

using hard-mode water drive]. *Neftepromyslovoye delo* [Oilfield Engineering]. 1998. № 4-5. Pp. 17-23.

Dyachuk I.A., Kardash D.E., Malanchenko A.A. Rise in profitability of oil production on the late stage of oil field development. *Materialy shkoly-seminara «Sovremennye metody proyektirovaniya protsessov razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy»* [Proc. Seminar «Modern methods of design processes of oil field development»] Ufa: «Neftegaztekhologiya». 1998. (In Russian)

Information about author

Ivan A. Dyachuk – Cand. Sci. (Engin.), Associate Professor of the Chair «Oil&Gas Field Exploration», Ufa State Petroleum Technological University

450062 Russia, Ufa, 1 Kosmonavtov St.

Tel: +7(917)75-13-429