

ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ И ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИЯХ ИХ РАЗРАБОТКИ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ КАК ОСНОВА ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ КОНЕЧНОЙ ВЕЛИЧИНЫ КИН И ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

В.Е.Тавризов
ФГУП «ВНИГНИ», e-mail: 62tavr@gmail.com

Проблема анализа разработки месторождений с залежами высоковязкой нефти остается актуальной и в настоящее время. Особенно затруднен анализ показателей разработки таких залежей в условиях дефицита или неоднозначности количественной геолого-геофизической и промысловой информации. Это касается также большинства месторождений, разрабатываемых более 20 лет. Исходной и накопленной информации по ним ранее не придавалось должного значения. Как следствие – при анализе текущего и общего состояния разработки месторождений высоковязкой нефти с поддержанием пластового давления путем внутриконтурного или законтурного заводнения эффективных объемов порового пространства пластов-коллекторов нефти затруднено получение достоверной оценки различных показателей и параметров разработки, их изменение во времени и, тем более, изучение их взаимного влияния на комплексные показатели разработки.

Авторами на примере месторождения нефти Мартыши (апт-неокомский горизонт) для проведения указанной оценки предложен новый системный подход. Основу его составляет комплексное приложение и модификация известных методик для получения качественных и количественных характеристик, пригодных для более надежного управления на поздней стадии процессом разработки залежей и прогнозом показателей.

На рис. 1 и 2 приведены структурная карта по кровле апт-неокомского горизонта и геологический профиль апт-неокомской залежи [1].

В работе были использованы карта распределения остаточных нефтенасыщенных толщин и изображение остаточного нефтенасыщенного объема залежи по состоянию на 01.1974 г., приведенные в [1].

Несомненно, что ежегодное построение подобных карт позволило бы более рационально планировать и производить такие производственные работы, как сгущение сетки эксплуатационных скважин, перевод добывающих скважин в нагнетательные и т.п.

Основные показатели разработки апт-неокомской залежи нефти приведены на рис. 3.

Открытым оставался вопрос о средней величине проницаемости, необходимой для ряда гидродинамических расчетов и оценки изменчивости проницаемости залежи. Оценка вариации проницаемости продуктивных пород-коллекторов залежи приведена на рис. 4.

Еще ранее авторы изучили характер поведения относительных проницаемостей по нефти и воде по всем известным длительно разрабатываемым месторождениям и залежам нефти высокой и повышенной вязкости Эмбинского региона. Для апт-неокомской залежи рассматриваемого месторождения с помощью уравнений, изложенных в [1-2], получены относительные проницаемости по нефти и воде (рис. 5).

Относительная проницаемость по нефти, определенная по промысловым данным, приведена на рис. 6.

На рис. 7 отражены изменения обводненности скважин в зависимости от текущей водонасыщенности эффективного порового объема пород-коллекторов апт-неокомской залежи (в которых содержится подвижная нефть).

В ходе исследований авторы подтвердили прогнозную, ранее выполненную в [1] оценку конечной нефтеотдачи и накопленной добычи нефти за весь период разработки месторождения. На рис. 8 дан прогноз накопленной добычи нефти.

Эти и другие расчеты послужили основой компьютеризованных расчетов, которые подтвердили надежность ранее выполненных проектных показателей разработки апт-неокомской залежи нефти и ее высокую сходимость с основными фактическими показателями разработки (уровни годовой добычи нефти, текущие величины КИН, накопленная добыча нефти и т.д.). Основные результаты выполненных расчетов по Ф.Ф. Крейгу [3] приведены в таблице.

Из истории разработки залежи известно, что первые 2 года (1968 и 1969 гг) заводнение залежи не осуществлялось; суммарная добыча нефти за этот период составила 310,2 тыс. т. Заводнение апт-неокомской залежи началось с 1970 г. и продолжалось до 2005 г.; при этом, согласно прогнозу авторов, четвертый, завершающий, этап заводнения закончился в 2009 г. фактическим достижением проектных показателей разработки – $КИН=0,48$ при $\Sigma Q_n = 11\,431$ тыс. т нефти.

В соответствии с контрольными расчетами, авторами были выделены четыре этапа процесса заводнения апт-неокомской залежи.

Первый этап охватывает период радиальной фильтрации из нагнетательных скважин в начале закачки до момента встречи нефтяных валов, образованных вокруг нагнетательных скважин, т.е. до момента интерференции скважин. Суммарный объем нагнетаемой воды к моменту проявления интерференции равен объему свободного газа (т.е. газовой шапки) в части порового объема коллекторов залежи. Этот этап характеризовался $W_{наг} = 21$ тыс. м³ при продолжительности в 32 сут, при добыче нефти в $\Sigma Q_n = 310,2$ тыс. т и коэффициенте извлечения нефти I этапа (КИН I), равном 1,30 %.

Второй этап охватывает период от момента интерференции до заполнения жидкостью существующего газонасыщенного объема апт-неокомской залежи. В этот этап фильтрация не является строго радиальной. Этот этап характеризовался $W_{наг} = 2289,3$ тыс. м³ при продолжительности в 1390 сут (время включает период интерференции от начала до конца заполнения), при добыче нефти в $\Sigma Q_n = 1979,1$ тыс. т и КИН II = 8,31 %.

Общее время разработки залежи на I + II этапах составило 1416 сут при суммарном КИН I + II этапов = 9,61 %.

Третий этап охватывает период от заполнения жидкостью существующего газонасыщенного объема апт-неокомской залежи до прорыва воды к эксплуатационным скважинам. После прорыва воды начинается период эксплуатации обводненных скважин. Этот этап характеризовался $W_{наг} = 5636,8$ тыс. м³ при продолжительности в 2267 сут, добыче нефти в $\Sigma Q_n = 3200$ тыс. т и КИН III = 13,43 %.

Общее время разработки залежи на I + II + III этапах составило 3682 сут при суммарном КИН I + II + III этапов, равном 23,04 %.

Четвертый этап охватывал период от прорыва воды до полного обводнения апт-неокомской залежи. Этот этап начался в 1979 г и характеризуется $W_{наг} = 11431$ тыс. м³ при продолжительности в 9148 сут (до конца 2004 г), добыче нефти в $\Sigma Q_n = 9993$ тыс. т и КИН IV = 33,96 %.

Общее время разработки залежи на I + II + III + IV этапах составило 12831 сут (35,1 года) при суммарном КИН I + II + III + IV этапов = 47,39 %.

Как и прогнозировалось авторами, завершение четвертого этапа наступило всего через 14025 суток (38,4 года) после начала заводнения в середине 2008 г, т.е. через 1195 сут (4,4 года) после 2004 г, к концу которого общая длительность разработки апт-

неокомской залежи была 40,4 года, величина накопленной добычи нефти составила $\Sigma Q_n = 11603$ тыс. т, величина коэффициента извлечения нефти достигла $K_{ИН} = 48,69\%$ с учетом добытой за 2 года (в 1968–1969 гг.) нефти (до начала заводнения добыча составила 310,2 тыс. т).

Расхождение расчетных данных авторов $\Sigma Q_n = 11603$ тыс. т и проектной величины ΣQ_n при окончании разработки апт-неокомской залежи, принятой равной 11431 тыс. т, составляет 1,48 %.

Приведенные в таблице основные результаты компьютеризованных расчетов истории разработки апт-неокомской залежи нефти месторождения Мартыши подтверждают высокую надежность и обоснованность ранее принятых в производство проектных показателей и их реализации при добыче остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки рассматриваемой залежи.

Авторы одними из первых намеревались показать новое информационное значение зависимости среднего давления закачки нагнетаемой воды на определенные даты (годы разработки) от объема закачиваемой (нагнетаемой) воды.

При этом авторы считали, что нагнетание воды происходит только в эффективный объем порового пространства (ЭОПП) коллекторов нефти, в котором могут перемещаться подвижная нефть и нагнетаемая вода, т.е. заводнением не затронуты объемы порового пространства, соответствующие коэффициенту остаточной воды ($K_{ост\ в}$) и коэффициенту остаточной нефти ($K_{ост\ н}$).

Необходимо, чтобы при расчете объемов закачиваемой воды на каждую дискретную дату (год) строго учитывались соответствующие показатели порового пространства пластов-коллекторов, динамика (косвенно и во времени) изменения объемов закачиваемой воды в зависимости от давления закачки. Не должно быть закачки или перетоков нагнетаемой воды в другие пласты. Несомненно, что для получения достоверных результатов в рамках данного раздела системного подхода технологические службы нефтегазодобывающих промыслов должны уделять повышенное внимание достоверному учету объемов закачиваемой воды именно в пласты-коллекторы и пропластки разрабатываемой залежи, для чего существуют определенные методики и технологии промыслово-геофизического контроля за профилями нагнетания в интервалах закачки воды в нагнетательных скважинах. В противном случае неизбежны ошибки в оценках по данной методике.

В случае разработки данной залежи нефти это и произошло. Так, не удалось достоверно выявить объемы закачки воды только в апт-неокомскую залежь ввиду эксплуатации двух залежей (апт-неокомского и 1 неокомского горизонтов) единым эксплуатационным объектом в достаточно большом числе скважин в течение многих лет. Однако данные, приведенные на рис. 9, позволили оценить величину указанных коэффициентов, что для других аналогичных залежей не противоречит оценкам эффективных объемов порового пространства, соответствующим принятым коэффициентам остаточной воды ($K_{ост\ в}$) и остаточной нефти ($K_{ост\ н}$). Последнее обстоятельство очень важно для уточнения статической системно описываемой модели залежи высоковязкой нефти.

При анализе достоверности различных параметров и показателей, а также истории разработки для прогноза величины остаточных извлекаемых запасов нефти апт-неокомской залежи на период после 2004 г. была использована вся доступная накопленная информация. Попутно было обращено внимание специалистов на упущенные информационные возможности при многоаспектном анализе разработки аналогичных сложнопостроенных залежей нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Джакиев К.Т.* Геология и разработка залежей высоковязких нефтей Западного Казахстана. Алматы : Ылым, 2003. 310 с.
2. *Тавризов В.Е., Обморышев К.М.* Определение переходной зоны и положения ВНК в залежах. М., 1986. (Экспресс-информация ВИЭМС; вып. 8).
2. *Крейг Ф.Ф.* Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М.: Недра, 1974. 191 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

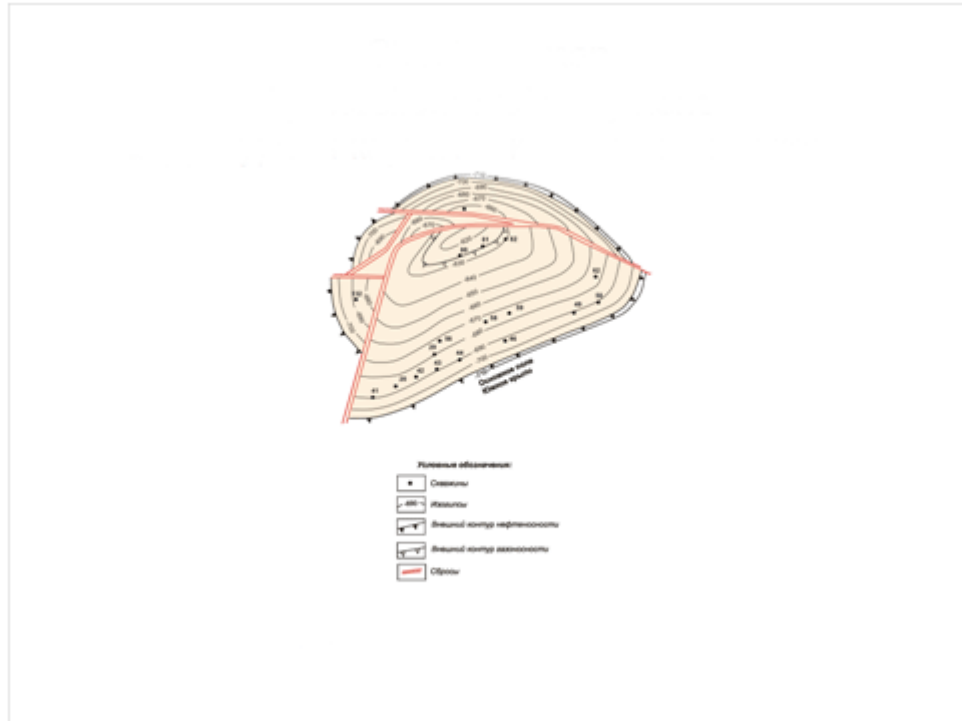


Рис. 1. Структурная карта по кровле апт-неокома (по данным [1])

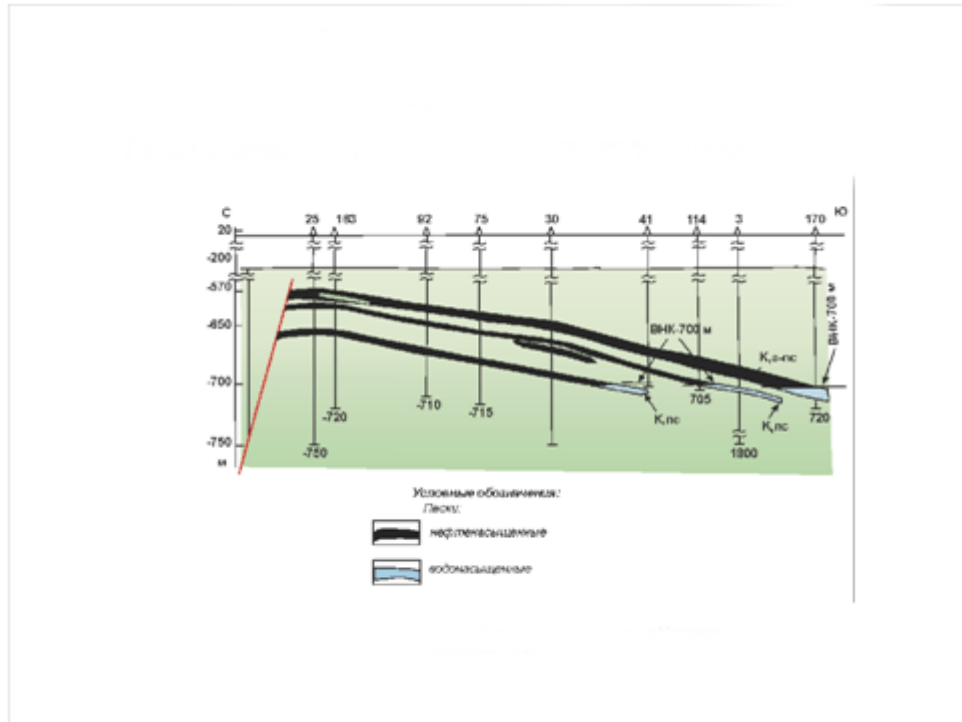


Рис. 2. Месторождение Мартыши. Геологический профиль апт-неокомской залежи (по данным [1])

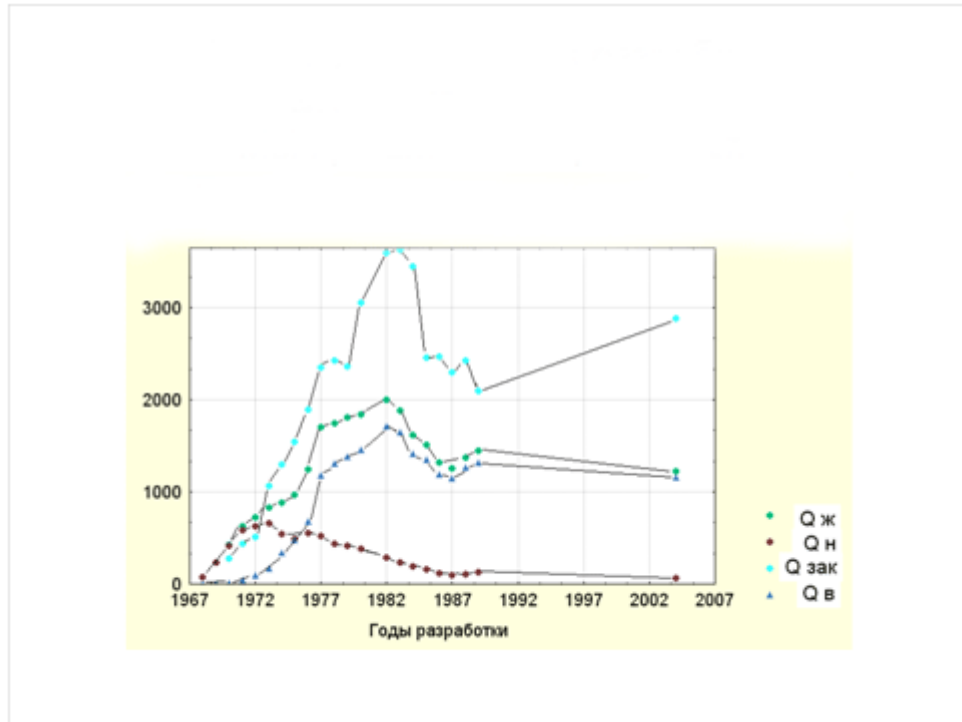


Рис.3. Основные показатели разработки апт-неокомской залежи (месторождение Мартыши): $Q_{ж}$ – добыча жидкости, $Q_{н}$ – добыча нефти, $Q_{зак}$ – закачка воды, $Q_{в}$ – добыча воды

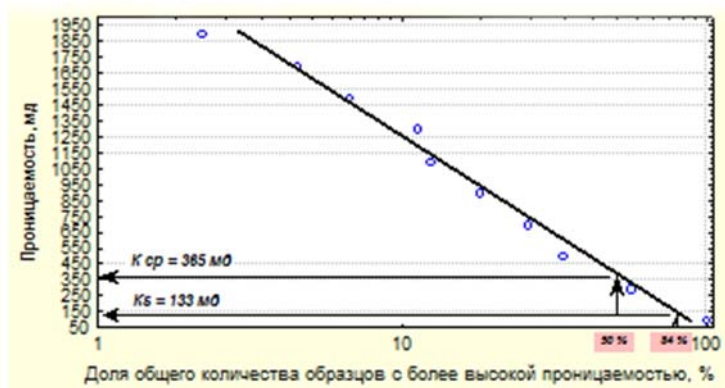


Рис. 4. Оценки вариации проницаемости

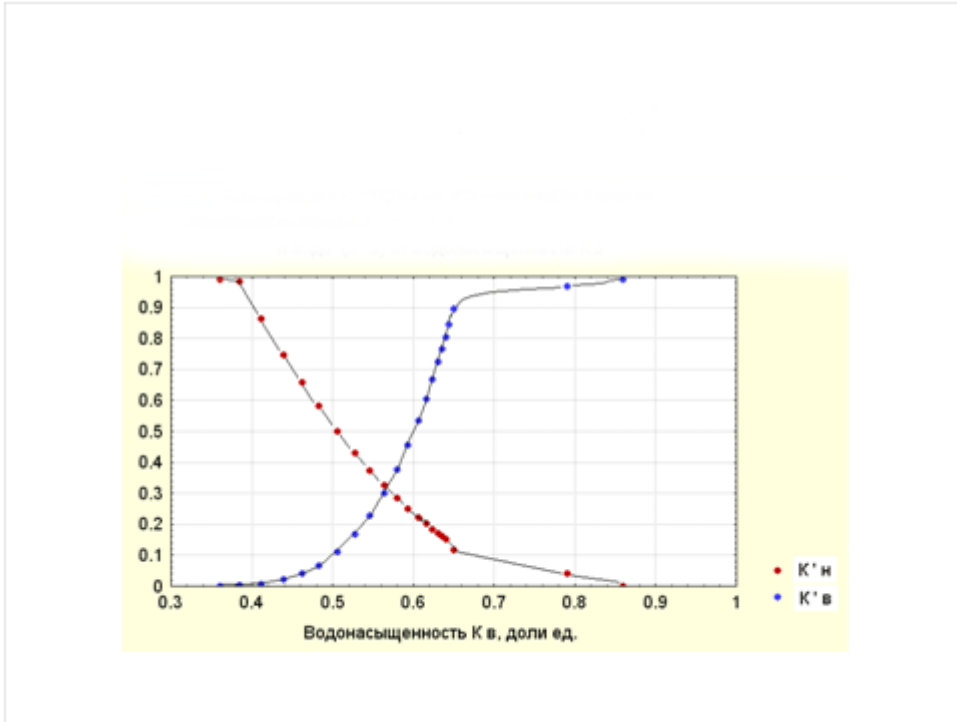


Рис. 5. Месторождение Мартыши, апт-неокомский горизонт. Зависимость относительных проницаемостей по нефти ($K'n$) и воде ($K'v$) от водонасыщенности K_w

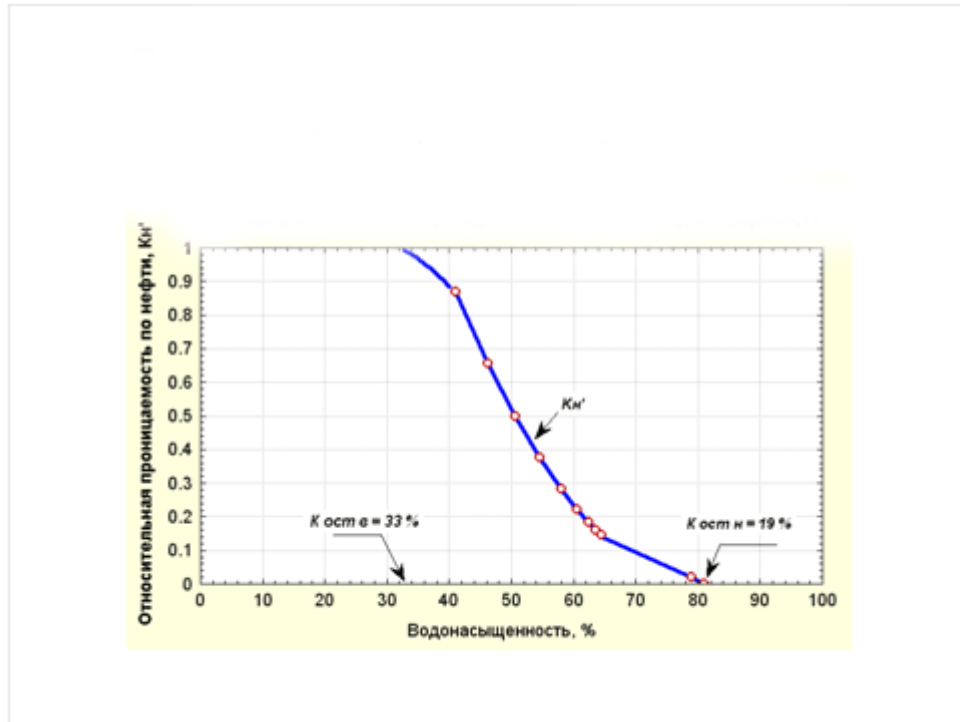


Рис. 6. Месторождение Мартыши, апт-неокомская залежь. Зависимость относительной проницаемости по нефти от водонасыщенности

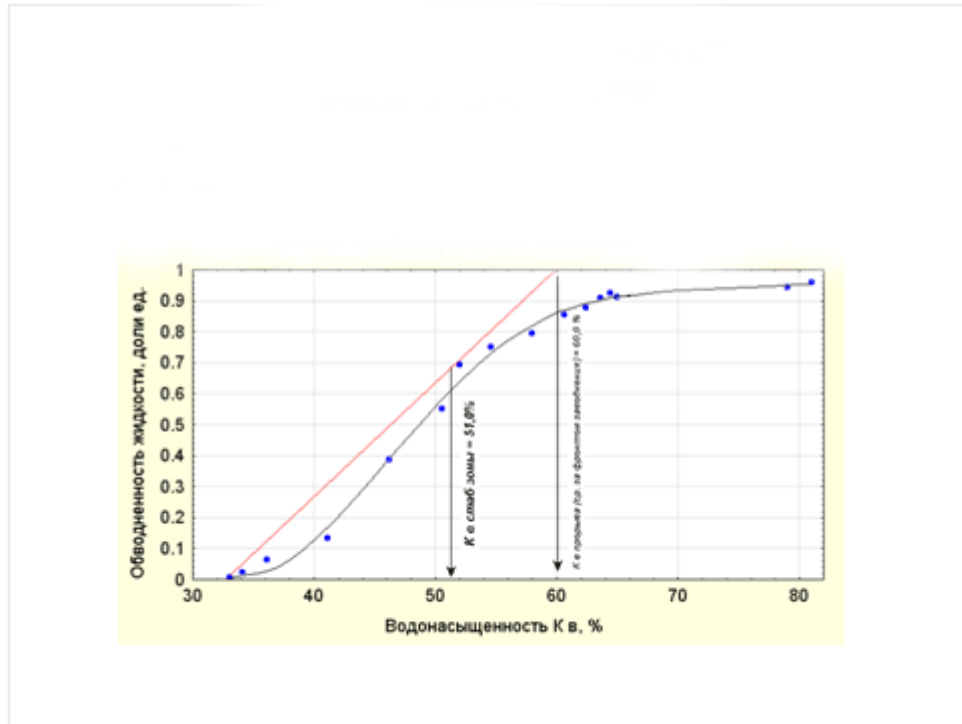


Рис. 7. Зависимость изменения обводненности скважины от водонасыщенности

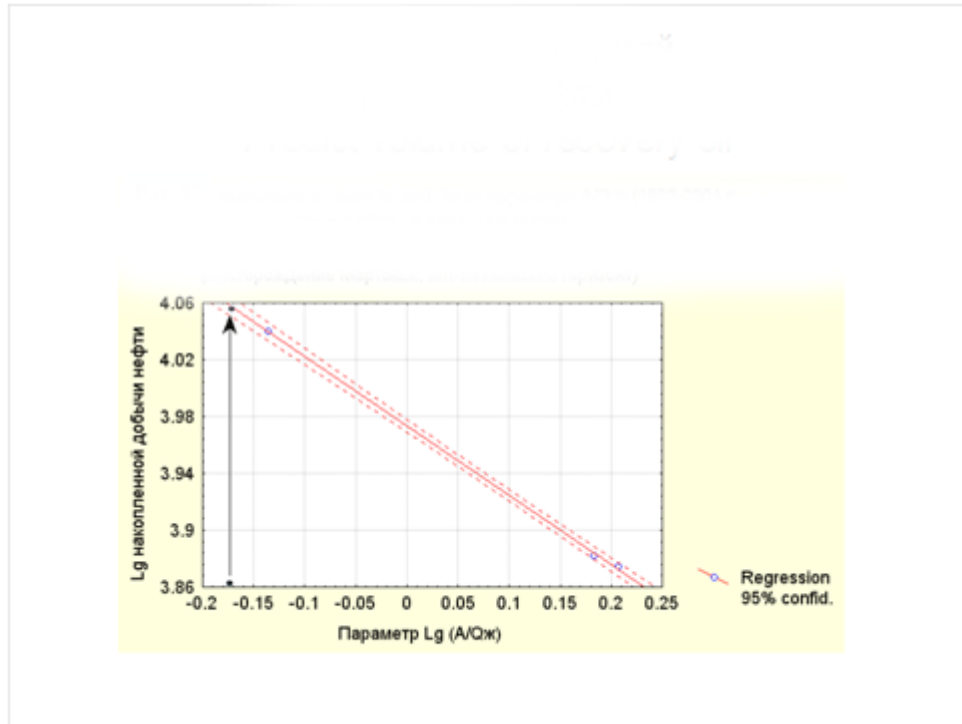


Рис. 8. Прогноз накопленной добычи нефти (месторождение Мартыши)

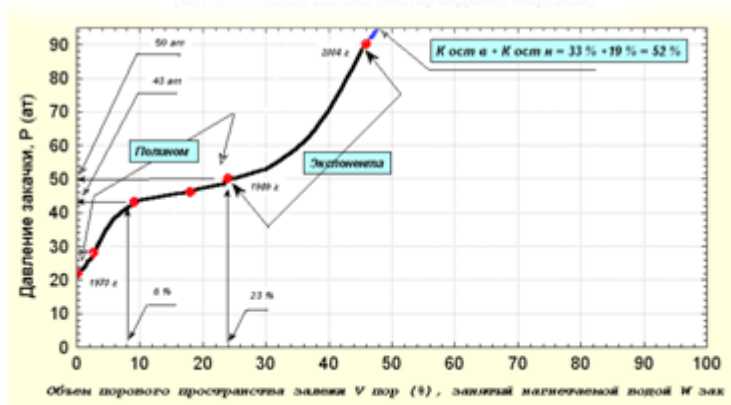


Рис. 9. График зависимости давления закачки воды P от объема V порового пространства, занятого вторгшейся водой (апт-неокомская залежь месторождения Мартыши)

Таблица

**Показатели разработки апт-неокомской залежи (месторождение
Мартыши) в процессе заводнения**

Тип залежи: газонефтяная с газовой шапкой

Годы	I этап				Годы	II этап		
	W наг, м3	Σt, сут	ΣQн ф I	КИН I		Σt, сут II	Wнаг=ΣQн II	КИН II
1968	10,0	15			1970 - (01.1973)	1390	2289,3	0,0831
	15,0	23				Σt,сут I+II	ΣQн ф I+II	КИН I + II
	20,0	30	76,8		1968 - (01.1973)	1416	1979,1	0,0961
1969	21,0	32	310,2	0,0130				
III этап								
	W наг, м3	Еа проп	Σt, сут III	ΣQн ф III	КИН III			
1973	2289,3	0,17740	1416	0	0			
1974	2602,8	0,23087	2543	300	0,0126			
1975	3142,2	0,27872	2788	815	0,0342			
1975	3635,6	0,32249	2979	1287	0,0540			
1976	4195,5	0,37215	3180	1823	0,0765			
1977	4717	0,41841	3353	2321	0,0974			
1977	5153,6	0,45714	3471	2738	0,1149			
1978	5570,6	0,49413	3573	3137	0,1316			
1979	5636,8	0,50000	3682	3200	0,1343			
			Σt,сутI+II+III	ΣQн I+II+III	КИН I+II+III			
1970- 1979			3682	3200	0,2304			
IV этап						Нефтеотдача		
	W наг, м3	Еа проп	Св 2	fn	Св ср	КИН IV	ΣQн IV	Σt, сут
1979	5636,8	0,50000	0,51500	0,230974	0,600	0,1343	3200	3682
1980	5951,7	0,51449	0,51449	0,206749	0,639	0,1662	3960	4311
1981	6284,5	0,52900	0,52900	0,178761	0,647	0,1797	4283	4967
1982	6576,1	0,54110	0,54110	0,145364	0,651	0,1889	4500	5531
1983	6808,3	0,55035	0,55035	0,122981	0,655	0,1966	4685	5972
1984	7004,9	0,55794	0,55794	0,121885	0,664	0,2077	4950	6335
1985	7169,5	0,56413	0,56413	0,108862	0,666	0,2136	5090	6631
1986	7288,7	0,56853	0,56853	0,090564	0,667	0,2152	5128	6836
1987	7389,8	0,57220	0,57220	0,080603	0,668	0,2181	5196	7002
1988	7492,9	0,57590	0,57590	0,075004	0,671	0,2223	5296	7150
1989	7622,0	0,58045	0,58045	0,089213	0,682	0,2340	5577	7307
1990- 2004	10959,5	0,67730	0,67730	0,050612	0,815	0,4194	9993	12831
2005- 2009	11431,0	0,68853	0,68853	0	0,860	0,4739	11293	14025
						КИН I-IV	ΣQн I-IV	Σt, сут I-IV
						0,4869	11803	14025
								38,4 года

С учетом двух лет добычи нефти без заводнения (1968-69 гг.) общий срок разработки составит 40,4 года

