



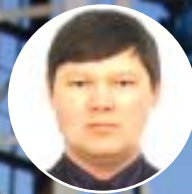
**В.С. Архипов**  
СамараНИПИнефть  
главный геолог  
ArkhipovVS@samnipineft.ru



**Ю.А. Зубова**  
ООО СамараНИПИнефть  
ведущий инженер  
ZubovaYuA@samnipineft.ru



**М.В. Колосов**  
ООО СамараНИПИнефть  
инженер  
KolosovMV@samnipineft.ru



**И.А. Середа**  
канд. физ.-мат. наук  
ОАО НК Роснефть  
руководитель проекта  
I\_sereda@rosneft.ru

# Опыт выявления пропущенных залежей на разрабатываемых месторождениях ОАО Самаранефтегаз

*Изложен комплексный подход к выявлению пропущенных залежей на разрабатываемых месторождениях, позволяющий выявить значительный потенциал прироста запасов нефти*

*The paper illustrates the comprehensive approach towards the discovery of the “lost” deposits at presently operated fields which allows revealing the significant potential to increase the oil reserves*

**Ключевые слова:** открытие залежей, прирост запасов, опробование пластов, запускной дебит  
**Keywords:** exploration of new deposits, reserves increasing, production test (perforation), initial oil rate

**Б**ольшая часть открытий нефтяных месторождений Самарской области приходится на 1960–1980 гг., когда основное внимание уделялось поиску высокопродуктивных пластов большой мощности. На многих месторождениях часть продуктивных пластов были «пропущены» из-за малой величины запасов и незначительных по тем временам дебитов при опробовании, верхняя часть разреза осталась недоизученной. Соответственно, и запасы приуроченных к ним залежей не были оценены и не были поставлены на государственный баланс. Выявление новых залежей на уже разрабатываемых месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, остается актуальной задачей как для

воспроизводства ресурсной базы активных запасов УВС, так и роста добычи нефти [1].

## **Комплексный подход**

Поиск неучтенных перспективных объектов (пропущенных залежей) в разрезе месторождений производится путем анализа всего накопленного геофизического и геолого-промыслового материала. Комплексный подход к выявлению пропущенных залежей на разрабатываемых месторождениях состоит из следующих основных этапов.

**Анализ региональных трендов распространения продуктивных пластов.** Анализируются геологические предпосылки для выявления новой залежи – распространение

продуктивных пластов на соседних площадях по региональным картам, нефтепроявления по прямым признакам (керна, опробование).

Региональные тренды анализируются геоинформационной системой *ArcGIS* по детальной базе данных, созданной в ООО Самара-НИПИнефть для упрощения и систематизации работы по выявлению перспектив и поиску пропущенных залежей. База содержит подробную характеристику с 3D-визуализацией 78 продуктивных пластов 273 месторождений:

- контуры нефтегазоносности – 2524;
- образцы керна материала – 1225;
- данные об опробовании разведочных скважин – 3390;
- топологическая основа, карта тектонического районирования;
- карты наличия/отсутствия залежей по каждому из объектов разработки.

Система используется для оперативного анализа ресурсной базы и выбора перспективных участков для дальнейшего доизучения, основываясь на региональных трендах, подтвержденных кернавым материалом и данными об опробовании скважин.

Для изучения нефтеносности разреза привлекаются также первичные промысловые материалы: дела скважин, описания керна, акты опробования различных горизонтов разреза в открытом стволе и в эксплуатационной колонне по поисково-разведочным скважинам.

**Переинтерпретация данных ГИС, выделение перспективных объектов.** Подход к интерпретации данных геофизического исследования скважин (ГИС) стандартный, но выявляются объекты не только с положительной характеристикой по ГИС, но и с неясным характером насыщения. Основная сложность при выявлении потенциально продуктивных пластов по данным ГИС состоит в отсутствии детальных исследований по выявляемым пластам, низком качестве данных радиоактивного каротажа (скважины, пробуренные в 1950–1960-х гг.) [3].

**Геометризация перспективных объектов, предварительная оценка запасов.** Предварительный подсчет начальных запасов УВС по неучтенным залежам производится объемным методом. Значения подсчетных параметров и КИН принимаются по аналогии с соседними месторождениями, где пласты-аналоги продуктивны и числятся на госбалансе.

**Ранжирование перспективных объектов, разработка адресных ГТМ.** Для ранжирования объектов по перспективности их доизучения одновременно учитываются величина запасов, геологические и технологические рис-

ки, экономические показатели. Основным видом геолого-технических мероприятий является перевод на вышележащие горизонты на скважинах бездействующего, пьезометрического, нагнетательного фонда, находящегося в длительном простое по причине высокой обводненности или техническим причинам, а также на скважинах с низкими дебитами добывающего фонда.

**Проведение исследований по доизучению потенциальных объектов, опробование.** После оценки технического состояния скважин и текущих показателей разработки по выявленным перспективным объектам намечаются мероприятия по доразведке с целью уточнения характера насыщенности. Как правило, рекомендуется проведение исследований методом импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК). Эффективность этого метода в условиях разреза Самарской области доказана многолетней практикой [4]. В случае положительного результата по данным ИННК рекомендуется опробование перспективного объекта.

**Оперативный подсчет запасов, постановка на баланс, проектирование разработки, ввод в разработку выявленной залежи.** При получении положительных результатов опробования производится оперативный подсчет запасов и постановка на государственный баланс. Ввод в разработку выявленных новых залежей предусматривается переводом скважин с нижележащих горизонтов.

Такой подход обеспечивает высокую эффективность работ при минимальных затратах на исследования скважин и опробование.

### **Примеры выявления пропущенных залежей**

**Шпильское месторождение** открыто в 1976 г., разработка начата в 1981 г. Промышленно нефтеносным является пласт Б2 бобриковского горизонта нижнего карбона. На 1 января 2011 г. пробурено 12 скважин, степень выработки начальных извлекаемых запасов составила 85,25% при обводненности продукции 97,3% [2].

На основании регионального тренда распространения продуктивного пласта А4 башкирского яруса среднего карбона с помощью геоинформационной системы в районе Шпильского месторождения выделен перспективный участок, требующий дальнейшего детального изучения.

В результате анализа дел скважин установлено, что пласт А4 опробован в открытом стволе при бурении скважин № 30 и № 37. В обеих скважинах результаты испытаний неоднознач-

ны: получены притоки пластовой воды с нефтью и газом, т.к. интервалы испытаний охватывали как продуктивную, так и водонасыщенную часть пласта. Для уточнения характера насыщения в скважине № 30 в августе 2011 г. проведены исследования методом ИННК, которые подтвердили продуктивность верхней части пласта А4. При переинтерпретации материалов ГИС в кровле башкирского яруса был выделен продуктивный пласт А4.

В августе 2011 г. скважина № 30 переведена с пласта В2 на пласт А4. В результате перфорации продуктивной части пласта А4 получен приток нефти дебитом 150 м<sup>3</sup>/сут. на 10-миллиметровом штуцере. Скважина вступила в эксплуатацию на пласт А4 в сентябре 2011 г. На 1 января 2012 г. скважина, оборудованная насосом ЭЦН5-200, работает с дебитом по жидкости 263,7 м<sup>3</sup>/сут., по нефти 198,8 т/сут. при обводненности 3,3%. Накопленная добыча нефти составила 22,2 тыс. т.

Запасы по выявленной залежи оценены в оперативном порядке по промышленной категории С<sub>1</sub> в количестве: геологические – 382 тыс. т, извлекаемые – 210 тыс. т. Запасы по залежи рассмотрены экспертной комиссией ФБУ ГКЗ и утверждены протоколом Роснедра. За счет выявления новой залежи пласта А4 прирост извлекаемых запасов в целом по месторождению составил 37,8%.

**Петруховское месторождение** открыто в 1994 г. поисковой скважиной № 50, промышленный приток нефти был получен из пласта ДЗбг мендымского горизонта верхнего девона. На 1 января 2011 г. пробурено 12 скважин, степень выработки начальных извлекаемых запасов составляла 46,16% при обводненности продукции 53,3%.

Основной проблемой эксплуатации Петруховского месторождения является высокопарафинистая нефть пласта ДЗбг (образование АСПО как в насосно-компрессорных трубах, так и трубопроводных магистралях). Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) осуществляется термическим способом с помощью электронагревающего кабеля УПС-150 на скважинах № 53, 56, 65, 72 и 2-х путевых подогревателей на дожимной насосной станции «Ежовская», что значительно повышает себестоимость тонны нефти.

В 2011 г. возник вопрос об экономической рентабельности месторождения. В результате работ по поиску пропущенных залежей Петруховского месторождения были выделены перспективные объекты пластов А4 башкирского яруса среднего карбона, О2, окского надгоризонта и В1 турнейского яруса нижне-

го карбона с предварительно оцененными извлекаемыми запасами 280 тыс. т. Для подтверждения запасов по пропущенным залежам, а так же снижения себестоимости нефти было предложено на обводнившейся до 85% скважине № 50 Северного купола провести опробование пластов В1, О2 и А4.

В сентябре 2011 г. для уточнения характера насыщения потенциально продуктивных пластов в скважине № 50 были проведены исследования методом ИННК, которые подтвердили продуктивность пластов О2 и В1. Промышленный приток нефти получен в октябре 2011 г. в скважине № 50 при перфорации пласта В1. По результатам опробования было принято решение о совместной эксплуатации пластов ДЗбг и В1 методом ОРД, и скважина № 50 вступила в работу с приростом по дебиту нефти от приобщения пласта В1 более 40 т/сут. Свойства нефти пласта В1 позволили уменьшить процентное содержание парафинов в общем потоке жидкости с месторождения и, соответственно, затраты на транспортировку по трубопроводам.

Запасы по выявленной залежи оценены в оперативном порядке по промышленной категории С<sub>1</sub> в 2012 г. в количестве: геологические – 305 тыс. т, извлекаемые – 92 тыс. т. Запасы по залежи рассмотрены экспертной комиссией ФБУ ГКЗ и утверждены протоколом Роснедра.

### **Основные результаты работ в 2010–2011 гг.**

Комплексный подход к выявлению пропущенных залежей на разрабатываемых месторождениях ОАО Самаранефтегаз позволил выявить значительный потенциал прироста запасов нефти.

В 2010–2011 гг. в рамках выполнения работы по поиску пропущенных залежей проанализировано 57 месторождений (37% от общего количества месторождений). Выявлено более 270 перспективных объектов с предварительно оцененными извлекаемыми запасами более 27 млн т.

Системная работа по этой теме позволяет недропользователю ежегодно формировать адресную программу доисследования перспективных объектов с целью определения характера насыщения потенциально продуктивных объектов. Реализация программы по оценке ресурсной базы в 2010–2011 гг. позволила открыть 17 новых залежей на 15 месторождениях с суммарными извлекаемыми запасами 3,046 млн т. В результате 17 скважин введены в фонд добывающих скважин из бездействия.

Результаты работ по выявлению пропущенных залежей в 2010–2011 гг.

Таблица 1


Месторождение	Пласт	Нэфф, м	№ скв.	Запасы, тыс.т.		Режим работы до ГТМ		Запускной режим работы после ГТМ	
				геол.	извл.	дебит нефти, т/сут	обв-ть, %	дебит нефти, т/сут	обв-ть, %
Новые залежи нефти, открытые в 2010 г.									
Половецкое	O <sub>7</sub>	4,8	310	353	169	в простое		188	5
Субботинское	A <sub>4</sub>	9,9	20	1013	517	в простое		146	3
Кулешовское	A <sub>5</sub>	7,5	600	319	156	в простое		107	35
		5,5	607			в простое		52	26
Кулешовское	A <sub>0</sub> <sup>верх</sup>	6,1	370	255	106	в простое		66	61
Бариновско-Лебяжинское	A <sub>4</sub>	6,7	93	750	368	в простое		188	1
Ясеневско-Гараевское	B <sub>2</sub>	3,6	197-II	93	48	пъезометр.		96	
Всего за 2010 г.				2783	1364			843	
Новые залежи нефти, открытые в 2011 г.									
Н-Запрудненское	A <sub>0</sub>	4,0	504	113	53	в простое		20	57
Аглосское	B <sub>1</sub>	8,0	189	179	55	33	60	12	56
Радаевское	CIV	6,2	404	162	56	б/д прошлых лет		9	3
Колпинское	B <sub>2</sub>	2,0	103	124	65	в простое		62	11
Н-Спиридоновское	A <sub>4</sub>	3,0	98	148	73	б/д прошлых лет		9	4
Можаровское	B <sub>0</sub>	2,1	31	112	62	б/д прошлых лет		125	5
РН-Маланинское	A <sub>4</sub>	4,0	22	249	126	в накоплении		99	11
Шпильское	A <sub>4</sub>	4,4	30	382	210	пъезометр.		198	2
Утевское	A <sub>4</sub>	3,0	20	799	344	1	50	108	1
Н-Спиридоновское	A <sub>0</sub>	3,0	111	408	136	пъезометр.		7	15
Н-Безводовское	B <sub>2</sub>	10,0	90	992	502	в консервации		46	
Ветлянское	O <sub>1</sub>	1,8	509	74	16	в простое		39	7
Козловское	ПдIII	1,8	29			в простое		9	63
		2,0	30			б/д прошлых лет		8	36
Петрухновское	B <sub>1</sub>	4,4	50	243	75	8	85	51	18
Всего за 2011 г.				3668	1682			801	
Итого за 2010–2011 гг.				6451	3046			1644	

поставлено на баланс

Средний дебит нефти по введенным в разработку новым залежам – 71 т/сут. Как видно из **табл. 1**, запускные дебиты нефти по отдельным скважинам достигали 197 т/сут (Шпильское месторождение, пласт A4 башкирского яруса).

Экономический эффект от прироста запасов нефти за 2010–2011 гг. – 3,4 млрд руб.

Чистая прибыль от вовлеченных в разработку пропущенных залежей за 5 лет составит около 5 млрд руб.

Планомерная работа по поиску пропущенных залежей будет продолжена до конца 2014 г., планируется провести комплексный анализ по всем разрабатываемым месторождениям ОАО Самаранефтегаз. 

**Литература**

1. Хасаев Г.Р. Минерально-сырьевая база Самарской области: состояние и перспективы развития. Самара. Агни. 2006.
2. Баланс запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов за 2009 год, 2010 год по месторождениям ОАО «Самаранефтегаз». Самара. ООО «СамараНИПИнефть». 2009, 2010.
3. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М. Недра. 1978.
4. Добрынин В.М. Геофизические исследования скважин. М. Нефть и газ. 2004.