



## КОЭФФИЦИЕНТ УСПЕШНОСТИ ПРОГНОЗА НЕФТИ И ГАЗА ПО ТЕХНОЛОГИИ АНЧАР

*Посвящается памяти А. С. Пелешенко*

**ВВЕДЕНИЕ.** Опыт применения технологии АНЧАР при решении различных поисковых задач и задач разведки нефти и газа насчитывает уже 15 лет. За эти годы удалось существенно продвинуться как в технологическом и техническом обеспечении микросейсморазведочных работ, в алгоритмах обработки полевого материала и его интерпретации, так и в понимании самого эффекта АНЧАР. Однако основным результатом эффективности любой разведочной технологии, конечно, является соответствие данным бурения, причём бурения после прогноза. “Господин долото” ставит точку в спорах о готовности и значимости метода или технологии. Когда таких точек становится много - проверка выражается статистикой, и технология либо уходит с рынка, либо закрепляется на нём как проверенный и зарекомендовавший себя метод.

На площадях и участках, исследованных по технологии АНЧАР, после прогноза АНЧАР было пробурено около 100 скважин. Успех прогноза сопутствовал 80 из них.

### РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ

За более чем 15-летний период исследованы микросейсмические инфразвуковые поля около 300 объектов на площади более 100 000 кв. км. На большинстве этих объектов бурение либо пока не проводилось, либо результаты его авторам неизвестны.

Авторам известны результаты опробования и испытания около 100 поисковых и разведочных скважин почти на 60 объектах (площадь, структура) с глубинами залегания продуктивных горизонтов от 700 до 6500 м. Эти объекты изучены методом АНЧАР до бурения и расположены в пределах почти 30 нефтегазоносных районов на территориях деятельности не менее 20 нефтегазодобывающих и геологоразведочных предприятий.

Все анализируемые скважины-экзаменаторы пробурены прежде всего по данным сейсморазведки. Из этих скважин только в половине получены промышленные притоки нефти и (или) газа. Этими же скважинами положительный или отрицательный прогноз нефтегазоносности геологического разреза методом АНЧАР подтверждается в 80% случаев (таблица).

### ВЫЯВЛЕННЫЕ ЭМПИРИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ АНЧАР

Анализ характеристики микросейсмического поля в точках наблюдения, проверенных глубоким бурением, а также расположенных вблизи других ранее пробуренных скважин в пределах известных месторождений нефти и газа, т.е. на эталонных участках, позволяет сделать выводы о причинно-следственных связях аномальности инфразвукового поля с особенностями геологических разрезов и наличием УВ залежей. Итоги анализа, отражающие достигнутый в настоящее время уровень понимания эффекта АНЧАР, сводятся к следующим основным положениям.

1. Состав, мощность, изменчивость литолого-фациальных комплексов, перекрывающих залежи углеводородов, не меняют характеристики измеренных инфразвуковых сигналов. Это является следствием длинноволнового характера глубинного микроизлучения ( $L = 1,5$  км), при котором изменение плотностных характеристик этих комплексов не критичны для прохождения этого излучения через условно “прозрачный” разрез практически без потери энергии излучения.

Длинноволновой характер излучения залежи УВ обуславливает, кроме того, некоторые ограничения на возможности уверенного картирования аномалий инфразвукового поля при приближении глубины залегания

**Таблица подтверждаемости прогноза нефтегазоносности  
методом АНЧАР результатами глубокого бурения**

Площадь, структура (скв.)	Компания	Число скважин	Республика, край, область; геологическая принадлежность	Глубина, м	Прогноз нефтегазоносности методом АНЧАР	Промышленная продуктивность скважины	Подтверждаемость прогноза бурением
Лебединская	Кубань ГАЗПРОМ	3	Краснодарский	800	Положит.	Газ	Подтв. -3
Лебединская	Кубань ГАЗПРОМ	2	Краснодарский; Северо-Кавказское Приазовье	800	Положит.	Непродукт.	Не подтв. -2
Федотовская (скв. 50)	Вологдапромресурс	1	Вологодская; север Московской синеклизы	1000	Отрицат.	Непродукт.	Подтв.
Валентиновская (скв. 1, 2, 3)	Самараинвестнефть	3	Самарская; Татарский свод	700	Положит.	Нефть	Подтв. -3
Восточно-Славянская (скв. 1)	Саратовнефтегаз	1	Саратовская; Среднее Поволжье	2200	Отрицат.	Непродукт.	Подтв.
Вишневская (скв. 2)	Саратовнефтегаз	1		2300	Отрицат.	Непродукт.	Подтв.
Октябрьская (скв. 1)	Саратовнефтегаз	1		2700	Положит.	Непродукт.	Не подтв.
Южно-Замьяновская (скв. 1)	ЛУКОЙЛ-Астаханьморнефть	1	Астраханская; западный склон Астраханского свода	1300	Отрицат.	Непродукт.	Подтв.
Безымянная (скв. 1)	ЛУКОЙЛ-Астаханьморнефть	1	Астраханская; юго-запад Прикаспийской синеклизы	4500	Отрицат.	Непродукт.	Подтв.
Северо-Промысловская (скв. 14)	ЛУКОЙЛ-Астаханьморнефть	1	Астраханская; северный склон вала Карпинского	800	Положит.	Газ	Подтв.
Олейниковская (скв. 303)	ЛУКОЙЛ-Астаханьморнефть	1	Калмыкская; северный склон вала Карпинского	1000	Положит.	Газ	Подтв.
Олейниковская	ЛУКОЙЛ-Астаханьморнефть	4		1000	Положит.	Непродукт.	Не подтв. -4
Турмышская (скв. 1)	Синтез	1	Чувашская; Токмовский свод	1000	Отрицат.	Непродукт.	Подтв.
Тавлуковская (скв. 1, 2)	Дружбанефть	2	Татарстан; Татарский свод	1000	Положит.	Непродукт.	Не подтв. -2
Мамадышская (скв. 245, 659, 1014)	РИТЭК-внедрение	3		1500	Отрицат.	Нефть	Не подтв. -3
Мамадышская (скв. 657, 663, 670, 1002, 1003, 1004, 1010, 1015)	РИТЭК-внедрение	8		1500	Положит.	Нефть	Подтв. -8

Площадь, структура (скв.)	Компания	Число скважин	Республика, край, область; геологическая принадлежность	Глубина, м	Прогноз нефтегазоносности методом АНЧАР	Промышленная продуктивность скважины		Подтверждаемость прогноза бурением	
Капитоновская (скв. 230, 231)	Оренбурггеология - ТНК	2	Оренбургская; Восточно-Оренбургская ступень	3500	Положит.	Нефть		Подтв. -2	
Старо-ключевская (скв. 115)	Оренбурггеология - ТНК	1	Оренбургская; Предуральский прогиб	3500	Положит.	Газ		Подтв.	
Старо-ключевская (скв. 116)	Оренбурггеология - ТНК	1		3500	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.	
Димитровская (скв. 83)	Оренбурггеология - ТНК	1	Оренбургская; Соль-Илецкий свод	2500	Положит.	Газ		Подтв.	
Южно-Филипповская (скв. 60)	Оренбурггеология - ТНК	1		5000	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.	
Сахаровская (скв. 328)	Оренбурггеология - ТНК	1	Оренбургская; Бузулукская впадина	4000	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.	
Боголюбовская (скв. 676)	Оренбурггеология - ТНК	1		3500	Положит.	Нефть		Подтв.	
Западно-Нестеровская (скв. 679)	Оренбурггеология - ТНК	1		3500	Положит.	Нефть		Подтв.	
Караярская (скв. 503)	Оренбурггеология - ТНК	1		4000	Положит.	Непродукт.		Не подтв.	
Ключевская (скв. 72)	Оренбурггеология - ТНК	1		4000	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.	
Волостновская (скв. 179)	Оренбурггеология - ТНК	1		4000	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.	
Лобановская (скв. 463)	Оренбурггеология - ТНК	1		4000	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.	
Гремячевская (скв. 61)	Оренбурггеология - ТНК	1		4000	Положит.	Нефть		Подтв.	
Грачевская (скв. 455)	Оренбурггеология - ТНК	1		4000	Положит.	Непродукт.		Не подтв.	
Лапасская (скв. 217)	Оренбурггеология - ТНК	1		4000	Положит.	Непродукт.		Не подтв.	
Нагумановская (скв. 1, 2, 3)	ОренбургГАЗПРОМ	3		Оренбургская; Соль-Илецкий свод	4500	Положит.	Нефть	Газ	Подтв. -3
Нагумановская (скв. 5, 6)	ОренбургГАЗПРОМ	2			4500	Отрицат.	Непродукт.		Подтв. -2
Нагумановская (скв. 25)	ОренбургГАЗПРОМ	1			4500	Отрицат. (?)	Нефть (?)		Не подтв. -1
Песчаная (скв. 17)	ОренбургГАЗПРОМ	1	4500		Положит.	Нефть	Газ	Подтв.	

Площадь, структура (скв.)	Компания	Число скважин	Республика, край, область; геологическая принадлежность	Глубина, м	Прогноз нефтегазоносности методом АНЧАР	Промышленная продуктивность скважины		Подтверждаемость прогноза бурением
Песчаная (скв. 20)	ОренбургГАЗПРОМ	1	Оренбургская; Соль-Илецкий свод	5000	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.
Восточно-Песчаная (скв. 30)	ОренбургГАЗПРОМ	1		4000	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.
Чиликсайская (скв. 35)	ОренбургГАЗПРОМ			4500	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.
Каинсайская (скв. 1, 2; 201)	ОренбургГАЗПРОМ	3	Оренбургская; северо-восток Прикаспийской синеклизы	Более 6000; 3200	Отрицат.	Непродукт.		Подтв. -3
Южно-Линевская (скв. 1)	ОренбургГАЗПРОМ	1		Более 6000	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.
Буранная (скв. 1)	ОренбургГАЗПРОМ	1		Более 6000	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.
Вершиновская (скв. 501)	ОренбургГАЗПРОМ	1		5500	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.
Корниловская (скв. 150)	ОренбургГАЗПРОМ	1		Оренбургская; юго-запад Предуральского прогиба	5500	Отрицат.	Непродукт.	
Кзылобинская (скв. 161)	ОренбургГАЗПРОМ	1	5500		Отрицат.	Непродукт.		Подтв.
Акобинская (скв. 171, 172)	ОренбургГАЗПРОМ	2	5500		Положит.	Газ		Подтв. -2
Спортивная (скв. 1)	Оренбургнефть - ТНК	1	Оренбургская; Бузулукская впадина	4000	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.
Восточно-Долинная (скв. 200)	Тюменьнефте-геофизика-ТНК	1	Оренбургская; юг Бузулукской впадины	5200	Положит.	Нефть		Подтв.
Ключевская (скв. 1)	Живой исток	1	Оренбургская; Бузулукская впадина	4000	Отрицат.	Непродукт.		Подтв.
Ключевская (скв. 2)	Живой исток	1		4000	Положит.	Нефть		Подтв.
Сладковско-Заречная (скв. 1)	Живой исток	1	Оренбургская; юг Бузулукской впадины	6000	Положит.	Нефть (?)	Газ (?)	Подтв. (?)
Восточно-Капитоновская (скв. 1)	НРК Оренбург-нефтегаз-Ключи	1	Оренбургская; Восточно-Оренбургская ступень	2500	Отрицат.	Нефть		Не подтв.
Западно-Таращанская (скв. 5)	НРК Оренбург-нефтегаз-Ключи	1		2500	Положит.	Нефть		Подтв. (?)
Майорская (скв. 1, 6, 7)	ОренбургГАЗПРОМ-Компания Газ и нефть	3		3600	Положит.	Нефть		Подтв. -3

Площадь, структура (скв. )	Компания	Число скважин	Республика, край, область; геологическая принадлежность	Глубина, м	Прогноз нефтегазоносности методом АНЧАР	Промышленность продуктивность скважины	Подтверждаемость прогноза бурением
Приразломная (скв. 1)	Оренбургская эксплуатационная компания - ОренбургГАЗПРОМ	1	Оренбургская; Восточно-Оренбургская ступень	3400	Положит.	Нефть	Подтв.
Долинная (скв. 2, 3, 4)	Казмор-геофизика - ВМВ	3	Казахстан; Мангышлак	3200	Положит.	Нефть	Подтв. -3
Кобланды (скв. 1)	Казмор-геофизика - ВМВ	1	Казахстан; северо-восток Прикаспийской синеклизы	6500	Положит.	Газ (?)	Подтв.
Калужское ПХГ (скв. 9)	Мострансгаз	1	Калужская; юг Московской синеклизы	800	Прогноз подтверждён, см. статью Арутюнова С. Л., Карнаухова С. М., Позднухова С. В. и др. в настоящем номере		

залежи УВ к 400-500 м. При больших глубинах достоверность прогноза заметно возрастает.

2. Не обнаруживается очевидной связи между аномальностью энергетических характеристик инфразвукового поля и пластовыми давлениями продуктивных горизонтов. Однако при этом эмпирически намечается часто устанавливаемая прямая зависимость аномальности поля от дебитов скважин. Вероятное и логичное объяснение этому заключается в том, что дебит УВ флюида является следствием интегрированного выражения и гидродинамических, и, что еще важнее, порово-ёмкостных характеристик природного резервуара.

3. Отсутствует также зависимость эффекта приращения энергии инфразвука над залежью УВ от суммарной насыщенной толщины продуктивного интервала. Следует лишь заметить, что при нефтегазонасыщенных толщинах гидродинамически связанных пластов ниже 3 - 5 м микроизлучение может быть столь слабым, что при применении технологии в стандартном режиме (около 20 периодов излучений в фазе возбуждения) накопленный сигнал будет недостаточно выраженным. Оценки наших коллег из компании "Градиент" также указывают на некоторую критичность этой величины. Если же толщина продуктивного горизонта более 5 м, то даже при её увеличении до сотен метров аномальные признаки фиксируются практически одинаковыми.

Это позволяет предполагать, что при сейсмическом возбуждении геологической среды залегания УВ на поверхности происходит фиксирование инфразвукового микроизлучения лишь от верхнего слоя залежи. В этой связи в случае с многопластовыми месторождениями при достаточной (более 3 - 5 м) толщине верхнего пласта именно с ним связаны эффекты метода АНЧАР.

4. Установлено эмпирически, что амплитудная характеристика аномального спектра сама по себе, отдельно, не является исчерпывающе информативной. Это представляется естественным, поскольку, как отмечалось авторами в публикациях, сброс энергии глубинным источником происходит в условиях сочетания естественных возбудителей, к числу которых можно отнести микроземлетрясения, воздействие приливно-отливных процессов, удалённых природных источников возбуждения литосферы, а также искусственных, под которыми подразумеваются сеймовибраторы или расположенные поблизости источники энергии, воздействующие на геологическую среду – мощные энергетические установки, бурящиеся скважины и т. д. И если в результате предшествующих измерению глобальных процессов залежь (точнее - её "напряженный" участок) уже накопила и сбросила энергию, то участие в "подзарядке" среды всего лишь сеймовибратором может оказаться недостаточным для получения отклика.

В этой связи при решении прогностических задач очень важно иметь определённую статистику наблюдений для выделения аномальной зоны и прогноза таким образом продуктивного поля. Достаточным количеством аномальных точек наблюдения принято считать 4 точки и более. Достаточной же величиной приращения энергии инфразвука, судя по опыту, можно принимать значение более 10%.

5. Важную информацию несёт не только величина приращения энергии (спектральная плотность) инфразвука, но и частотный диапазон проявления аномальности низкочастотного поля.

*Смещение в сторону более высоких частот информационного диапазона происходит вследствие:*

а) преобладания в углеводородной смеси залежи газа - характерные частоты для последнего 2,5 - 4,5 Гц;

б) расположения точки наблюдения в центральной, наиболее приподнятой части залежи, где даже на нефтяном месторождении может быть “газовая шапка” или повышенные значения газового фактора;

в) расположения точки наблюдения над наиболее продуктивной частью залежи, даже на нефтяном месторождении – в случае больших дебитов, превышающих 100 - 150 т/сут, и связанных, вероятно, с повышенными фильтрационно-ёмкостными свойствами резервуара.

*Смещение в сторону низких частот информационного диапазона происходит вследствие:*

а) преобладания в залежи жидких УВ - характерный частотный интервал для последних 1,5 - 2,5 Гц;

б) расположения точки наблюдения на краю залежи; это косвенно связано с предыдущим положением, так как здесь чаще всего расположена зона повышенной конденсатности газовой залежи или приконтактная зона более густой нефти нефтяной залежи.

Кроме того, при густой, дегазированной, вязкой нефти (Варваровское месторождение в Ульяновской области) эффект АНЧАР проявился весьма слабо.

Установленные эмпирические особенности проявления эффекта АНЧАР находят частично уже сейчас свое

подтверждение в математических моделях, описанных в настоящем номере журнала; по ряду из них выполняются и планируются модельные и натурные эксперименты.

**ВЫВОДЫ.** Представленный анализ, выполненный при максимально критичном отношении авторов к результатам проверки прогноза нефтегазоносности методом АНЧАР скважинами-экзаменаторами, может быть уточнён как по приведённым данным, так и по вновь возникающим примерам. Однако при любых уточнениях, за которые авторы будут искренне признательны, этот анализ убедительно свидетельствует в пользу необходимости и целесообразности применения технологии в геологоразведочной практике в комплексе с сейсморазведкой и другими методами прогноза с целью повышения геологической и экономической эффективности поисков и разведки нефти и газа.

Не менее убедительным представляется и то, что необходимо и целесообразно дальнейшее развитие и совершенствование программных и аппаратных средств с целью увеличения достоверности прогнозирования, прежде всего - в интересах и при участии российского ТЭК.

#### КОРОТКО ОБ АВТОРЕ

*Сергей Львович АРУТЮНОВ* - генеральный директор НТК АНЧАР, проф. Международного университета “Дубна”, кандидат геол.-минер. наук.