

И.Н. Плотникова

Государственный Комитет Республики Татарстан
по Геологии и Использованию Недр, Казань
geocentr@bancorp.ru

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ В ПОРОДАХ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА

Особенности геологического строения востока Русской плиты, в частности территории Татарстана, а также характерные особенности нефтегазоносности осадочно-чехла данного региона позволяют считать кристаллический фундамент (КФ) самостоятельным поисковым объектом (Кристаллический..., 1996; Плотникова, 1989).

Несмотря на многочисленные исследования зон-коллекторов КФ, по-прежнему актуальным и нерешенным является вопрос, связанный с технологией испытания объектов докембрийского кристаллического комплекса. В большинстве случаев, давая оценку перспектив нефтегазоносности КФ, многие исследователи обращаются к результатам испытания объектов, в частности, к результатам ИПТ (испытания пласта на трубах), что для них является одним из основных критериев оценки. И зачастую делают отрицательные выводы, считая, что за все время исследования КФ в Татарстане никаких положительных результатов не получено, а сама проблема нефтегазоносности фундамента является бесперспективной. Однако, анализируя опыт получения притоков нефти и газа из КФ на месторождениях Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), удалось установить, что использовать только результаты ИПТ при оценке перспектив нефтегазоносности именно кристаллических пород докембрия не совсем корректно. Данная статья посвящена рассмотрению этого вопроса.

Ранее уже отмечалось, что для исследования перспективных объектов КФ необходимы иные технологии и условия (по сравнению с испытанием продуктивных пластов осадочного чехла). В этом плане большое значение имеет обобщение результатов ИПТ объектов КФ, выполненное Р.И. Юсуповым и др. в 1997 г. (Юсупов, Трофимов, 1998). Целесообразно провести краткий обзор полученных им выводов, а также некоторый статистический анализ результатов испытания объектов КФ. Это важ-

но еще и потому, что условия проведения испытаний коренным образом влияют на их результаты, и это, в какой-то мере, может объяснить причину отсутствия притоков нефти или газа из разуплотненных зон КФ.

К основным условиям, определяющим результативность ИПТ и получение достоверной информации о степени разуплотнения участков разреза КФ и их насыщенности, относятся условия вскрытия потенциальных пластов: состав и удельный вес промывочной жидкости, применяемой при бурении, а также время вскрытия участка.

Анализ результатов бурения в КФ показал, что его разрез в глубоких скважинах вскрывался на чрезмерно больших репрессиях с применением иногда утяжеленных глинистых растворов, что способствовало глубокому проникновению фильтрата в пласт (Юсупов, Трофимов, 1998). Скорость проходки в породах КФ являлась весьма низкой, в результате чего от момента вскрытия до начала испытания перспективных зон проходило довольно продолжительное время. В условиях, когда пластовое давление равнялось гидростатическому (по воде) или было ниже его, указанные факторы обуславливали образование в разуплотненных участках КФ глубоких зон проникновения и кольматации под большим давлением, что и являлось причиной отсутствия притока пластовых флюидов при исследованиях ИПТ.

В таблице 1 приведены технологические параметры проводки нескольких скважин, которые наиболее ярко отражают превышения давления столба промывочной жидкости на пласт во время бурения. Наибольшее превышение гидродинамического давления над пластовым было отмечено в скв. 684 Глянчи-Тамакской. С помощью ИПТ в данной скважине исследовано 5 объектов: 1855-1880 м, 1852-1955 м, 1880-1904 м, 1905-1955 м, 1930-1955 м.

Кривая восстановления давления была зафиксирована только в одном случае, причем коллектор был недоос-

воен, и данные по компонентному составу газа (КСГ) отсутствуют. Однако отсутствие притока в данном случае нельзя объяснить отсутствием коллектора, поскольку зоны-коллекторы были выделены по ГИС, а по газовому каротажу (изменению компонентного состава углеводородов метанового ряда) в процессе бурения был выделен целый ряд перспективных интервалов. В частности, согласно данным В.С. Лопухова и др.,

Скважина, площадь	Интервал проводки, забой (м)	Вид ПЖ и ее параметры $\gamma = \text{кг/м}^3$, $V = \text{сек}$	T (часы)	$P_{гд}$ (МПа)	$P_{пл}$ (расчетн.) (МПа)	Превышение $P_{гд}$ над $P_{пл}$ (МПа)
20009 Ново-Елховская	3036 – 3804 3804	Глинистый раствор, 1220; 46	4568	47,7	41,5	6,2
966 Уратьминская	1970 – 2021 2021	Глинистый раствор, 1310; 40	240	27,7	18,8*	8,9
684 Глянчи-Тамакская	1880 – 1904 1904	Глинистый раствор, 1491; 40	212	29,9	19,1	12,8
686 Глянчи-Тамакская	1898–1932 1964	Глинистый раствор, 1310; 40	576	27,1	18,7	8,4

Таблица 1. Технологические параметры проводки скважин в породах кристаллического фундамента (по данным Р.И. Юсупова). T – продолжительность вскрытия интервала;

$P_{гд}$ – гидродинамическое давление на пласт; $P_{пл}$ – пластовое давление.

Примечание: 18,8* – значение $P_{пл}$ определено при ИПТ.

спектральный состав углеводородных газов в интервалах 1852 – 1856, 1867 – 1883, 1919 – 1932 и 1939 – 1948 м, выделенных по данным газохроматографического анализа, содержит всю гамму гомологов метана до гексана включительно. Так, к примеру, в интервале 1919 – 1932 м концентрация CH_4 варьирует от 27 до 65 %, а сумма C_5H_{12} и C_6H_{14} достигает величины 25 – 40 %. Этот состав углеводородных (УВ) газов идентичен таковому в терригенных нефтенасыщенных коллекторах. Отсутствие битумидов в этом интервале и невысокие значения суммарной газонасыщенности (до 0,02 %) дало основание охарактеризовать его как водоносный, однако район бурения скважины № 684 был оценен как перспективный для поиска нефти в КФ. Таким образом, компонентный состав газа косвенно указывает на наличие зон-коллекторов в разрезе скважины, а отсутствие притока по результатам ИПТ обусловлено некондиционными условиями проводки разреза фундамента и его испытания. В частности, определяющее значение имело добавление барита в буровой раствор, уже и без того достаточно тяжелый, что окончательно “задавило” коллектора КФ.

Р.И. Юсуповым был рассмотрен 121 объект испытания по 25-ти разведочным и поисковым скважинам, вскрывшим КФ на достаточную глубину, рис. 1, где также приведены основные результаты испытания на приток. Выполненный анализ соотношения приточных и бесприточных объектов (Рис. 2) показал, что на долю приточных, в которых зафиксирована кривая восстановления давления (КВД), приходится 18 % от общего числа испытанных. Еще в 20 % случаев проведенных испытаний притоки незначительные или отсутствуют, но была зарегистрирована невосстановленная КВД (без горизонтального участка и не подлежит обработке) и коллектор, таким образом, недоосвоен. Однозначно отнести эти объекты к “сухим” нельзя. В то же время, если принять их условно приточными, то общее количество приточных объектов составит 38 %.

“Сухие” объекты, не давшие приток, также подразделены на две категории: 1 – интервалы, содержащие

зоны-коллекторы (выделенные по ГИС), но не давшие притока в силу предполагаемой кольматации коллектора, длительности вскрытия разреза или чрезмерной депрессии на пласт в процессе испытания;

2 – интервалы, отсутствие притока из которых, по видимому, обусловлено как вышеперечисленными причинами, так и отсутствием достоверных коллекторов.

Анализ результатов ИПТ, приведенный на рис. 2, является в некоторой мере обобщенным, поскольку не отражает причин, которые могли повлиять на достоверность получаемой информации. В частности, не приведено разделение объектов по условиям их испытания, что является определяющим для разреза КФ. Остановимся на данном вопросе более подробно.

По мнению специалистов (Юсупов, Трофимов, 1998), опыт проведения ИПТ в КФ показал, что:

1. Определяющим фактором при испытании является его продолжительность. Анализ выполненных операций ИПТ в породах КФ показывает, что время приточного периода составляет не более 1,0 – 1,5 часов при продолжительности испытания в 2 – 4 часа. Однако воронка депрессии за открытый период не успевает выйти за пределы зоны повышенного давления, вследствие чего во многих случаях не удается получить четкие сведения о насыщенности пластов за один рейс ИПТ.

2. Вторым важным и, пожалуй, доминирующим фактором, влияющим на получение представительной пробы, является величина депрессии. Оценка влияния коэффициента депрессии на приточность пород КФ показала, что притоки получены, в основном, из тех объектов, при испытании которых коэффициент депрессии находился в пределах 0,6 – 0,8. Этот интервал значений был признан специалистами наиболее оптимальным для условий КФ, к сожалению, при ИПТ в глубоких опорно-параметрических скважинах он не всегда был выдержан.

Наглядно это изображено на рис-ках 3, 4. Влияние оптимальных условий опробования на получение притока из зоны-коллектора приведено на рис. 3. Количество положительных результатов при соблюдении оптимально-

го коэффициента депрессии увеличивается почти в 3 раза по сравнению с теми объектами, где коэффициент выходил за рамки значений от 0,6 до 0,8. Анализ того, в каких скважинах и категориях скважин проведение ИПТ было наиболее результативным, показал, что самыми эффективными явились испытания в двух сверхглубоких параметрических скважинах: 20000 Миннибаевской и 20009 Ново-Елховской, рис. 4. Это объясняется, в первую очередь, неординарностью скважин и особым подходом к их испытанию, а также тем, что в скв. 20009 уже были использованы как опыт проведения ИПТ, так и экспериментально установленный оптимальный режим испытаний. Оп-

№ скважины, площадь	Интервал коллектора по ГИС	Рпл, МПа		ε	Q (м³/сут)	CH ₄ Гсум	Примечания
		Факт.	Расч.				
128 Тат. Кандызская	2710-27334	27,7	-	6,02	40,2	<u>84,95</u> 0,0016	КВД есть. Коллектор недоосвоен. КСГ- водоносный
191 Урустамакская	2452-2462	25,77	-	0,23	0,29	<u>70,3</u> 2,056	КВД есть. Коллектор недоосвоен. КСГ- водоносный
206 Привятская	1762-2000 1883-1898	20,6	20,3	0,333	6,7	<u>58,56</u> 0,0025	КВД есть. Коллектор недоосвоен. КСГ- неоднозначно
678 Тлянчи- Тамакская	2050-2092	22,2	22,3	1,218	7	<u>99,2</u> 1,957	КВД есть. Коллектор недоосвоен. КСГ- водоносный
2092 Ульяновская	2018-2028	22,3	21,8	2,903	46,1	<u>59,0</u> 0,11	КВД есть. Испытание успешное КСГ-нефтенасыщенный
20000 Миннибаевская	4497-4650 4902-4933 4975-4983	50,5	54,1	32,3	137	<u>82,35</u> 0,015	КВД есть. Испыт-ие не закончено КСГ- водоносный
20015 Ульяновская	1926-1940 2000-2040 2090-2100 2220-2264	16,4	22,6	0,838		<u>37,42</u> 0,569	КВД есть. Коллектор недоосвоен. КСГ - нефтенасыщен.

Таблица 2. Результаты применения ИПТ в породах кристаллического фундамента (по данным Р.И. Юсупова). ε - коэффициент гидрорпроводности.

тимальные условия определялись на основе проб и ошибок, при этом значительное количество объектов разведочных скважин явилось тем полигоном, на котором были протестированы различные варианты, что позволило установить наиболее рациональные параметры опробования. Это дает основание заключить, что целесообразно повторное исследование перспективных объектов в таких скважинах как 20015 Сотниковская, 684 Тлянчи-Тамакская, 966 Уратьминская, 2092 Черемшанская, 1425 Первомайская и др.

В плане выявления в разрезе КФ разуплотненных зон, обладающих повышенной проницаемостью, оценки их емкостных свойств и характера насыщения в случае отсутствия прямых (визуальных) признаков нефтебитумопроявлений проводились исследования компонентного состава газа (КСГ) флюида (фильтрат бурового раствора, буровой раствор, вода), полученного при ИПТ. После разгонки проб на аналитической аппаратуре результаты КСГ сопоставлялись с эталонными пробами, характеризующими нефтеносные или водоносные пласты. Однако, по мнению Р.И. Юсупова, критерии распознавания нефте- и водонасыщенных пластов по компонентному составу углеводородных газов разработаны только применительно к разрезу осадочных пород юго-востока Татарстана. Механический перенос их на породы фундамента без соответствующих корректировок не верен. Поскольку в настоящее время нет инструкции по распознаванию объектов докембрия по насыщению с использованием данных КСГ, используется инструкция, разработанная для осадочного чехла. По данной методике (Юсупов и

лах 0,0001 – 0,224 (ин-л 3640 – 4401, скв. 20000), и лишь в скв. 1425 (1713–1731м) и 20015 (1913 – 2325) $\Gamma_{\text{сумм}}$ составляет соответственно 0,489 и 0,569 % абс. При таких противоречивых данных дать однозначную трактовку насыщенности интервалов по КСГ не представляется воз-



Рис. 1. Результаты применения ИПТ в объектах кристаллического фундамента. Характеристика объектов испытания по компонентному составу газа (КСГ).

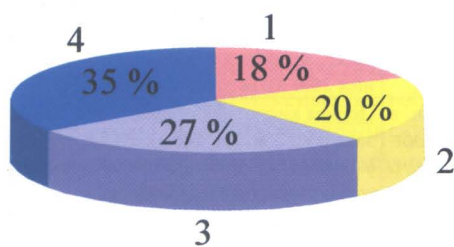


Рис. 2. Соотношение объектов, испытанных в КФ с помощью ИПТ, по характеру кривой восстановления давления. 1 — количество объектов, при испытании которых получена КВД, что свидетельствует о наличии разуплотненных зон в интервале испытания; 2 — количество объектов, в которых была зафиксирована недовосстановленная КВД и коллектор недоосвоен вследствие чрезмерной депрессии на пласт или других причин; 3 — количество объектов, при испытании которых КВД не зафиксирована, предположительно по причине кольтации коллектора, чрезмерной депрессии на пласт или продолжительного времени вскрытия потенциального интервала; 4 — количество объектов, в которых КВД при испытании не зафиксирована.

др., 1996) были проинтерпретированы интервалы испытаний всех скважин, вскрывших разрез фундамента.

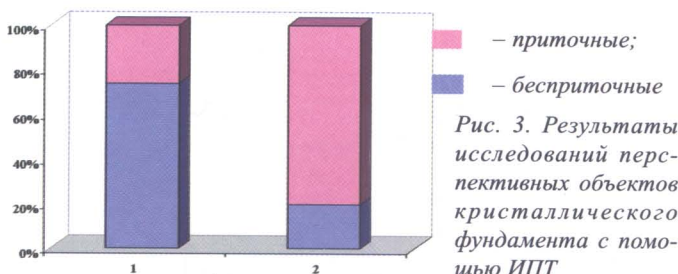
Анализ проб из интервалов исследований КФ показывает, что по данным КСГ признаки нефтебитумонасыщенности в большинстве случаев отсутствуют. Вместе с тем, в пробах отдельных скважин: №№ 206(1 объект), 567 (1), 663 (1), 752 (1), 966 (1), 1425 (1), 2092 (2), 2223 (2), 20000 (2), 20006 (1), 20009 (1), 20015 (7) значение метана по существующей методике характерно для нефтесодержащих пород. На рис. 5 приведено соотношение количеств объектов, испытанных с помощью ИПТ и характеризующихся различным насыщением по КСГ. Как видно, на долю объектов нефтенасыщенных, газонасыщенных, с остаточным нефтенасыщением приходится более 10 %. Если к этому добавить 31% объектов с неопределенной характеристикой по КСГ, то на долю “неводонасыщенных” приходится почти половина.

Суммарное газонасыщение ($\Gamma_{\text{сумм}}$) в проанализированных пробах флюида весьма низкое и находится в преде-

льным. Не исключено, что это тот случай, когда методика имеет ограничения для разрезов фундамента.

Говоря о результатах ИПТ, как прямого метода изучения разуплотненных зон и характера их насыщения, необходимо обратиться к опыту испытания и получения

притоков нефти из КФ на месторождениях Днепровско-Донецкой впадины, где открыто более 12-ти промышленных скоплений в докембрийском складчатом основании. Из статьи Н.С. Лебеда “Верхняя часть фундамента —



1 — количество объектов (%), испытанных с помощью ИПТ в неоптимальном режиме; 2 — количество объектов (%), испытанных с помощью ИПТ в оптимальном режиме. Примечание: все случаи бесприточности объектов, испытанных в оптимальном режиме, обусловлены отсутствием коллекторов в интервале испытания.

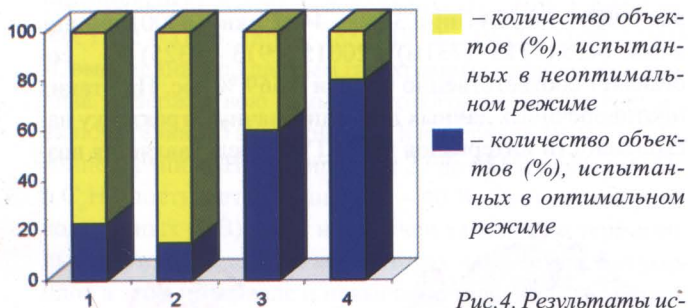


Рис. 4. Результаты исследований перспективных объектов кристаллического фундамента с помощью ИПТ: 1 – все скважины (поисковые, разведочные); 2 – разведочные скважины; 3 – скв. 20000 Миннибаевская; 4 – скв. 20009 Ново-Елховская.

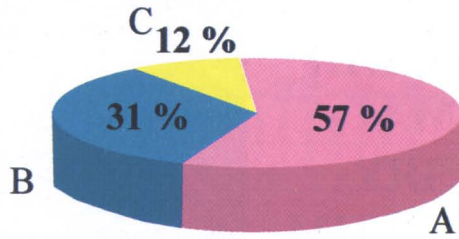
новый объект разведки газовых и нефтяных месторождений”, следует, что на Украине, где промышленная нефтегазоносность КФ доказана, получение притоков из КФ также было сопряжено с определенными трудностями. Положительные результаты опробования были получены не сразу. Лебедь, в частности, пишет: “Во многих случаях при опробовании пород КФ на глубинах ниже его кровли промышленных притоков газа или нефти получить не удавалось. Но согласно устному сообщению А.И. Куля, при опробовании интервала выше, с начала его фонтанирования, благодаря созданию депрессии, начинал стабильно работать неизолированный цементным мостом нижний интервал в фундаменте, из которого до это-

Интервал испытания	Литолого-петрографич. характ-ка объекта	Результаты испытания		Метод интенсификации, состав, технология
		в открытом стволе	в эксплуатационной колонне после интенсификации притока	
1	2	3	4	5
Скв. 5 – Хухринская				
3217 – 3262	Гранит светло-серый, розоватый, пятнистый, сложен полевыми шпатами, кварцем, слюдами	Притока не получено	После кислотной ванны получен приток минерализ. воды $Q=0,33 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $\Delta P=22,0 \text{ МПа}$ с растворенным газом, пленкой нефти при дин. уровне 2284м.	Солянокислотная ванна (давление не создавалось): $\text{HCl} - 3 \text{ м}^3$, уксусная кислота – 60 кг, катапин – 10 кг, превоцел – 15 кг
3232 – 3262	то же	Притока не получено	После кислотной ванны улучшения не получено	Солянокислотная ванна (P не созд.): $\text{HCl} - 6 \text{ м}^3$, уксусная кислота – 120кг, катапин – 20кг, сульфанол – 25кг
Скв. 6 – Хухринская				
3630 – 3722	Гранито-гнейс хлорит-эпидотовый, сложен зернами кварца, плагиоклаза, хлоритизированного биотита, сфена, эпидота	В инт.3621– 3673 при депр. $\Delta P=12,75 \text{ МПа}$ получен приток скоагулир. бур. рас-ра	После кислотной обработки улучшений нет. $\Delta P = 15,0 \text{ МПа}$	Кислотная ванна: $\text{HCl} - 3,5 \text{ м}^3$, уксусная кислота – 30 кг, формалин – 40 кг, превоцел – 50 кг. При давлении 26,0 МПа пласт не принимал.
3530 – 3590	Гранито-гнейс хлорит-эпидотовый, сложен зернами кварца, плагиоклаза, биотита, сфена, эпидота	Получен приток минерализ. воды дебитом $2,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $\Delta P=30,0 \text{ МПа}$	После кислотной ванны приток не увеличился. Тип воды хлор-кальциевый.	Кислотная ванна: $\text{HCl} - 3,5 \text{ м}^3$, уксусная кислота – 30 кг, формалин – 40 кг, превоцел – 50 кг. При давлении 26,0 МПа пласт не принимал.
3400 – 3480	Гранито-гнейс, состоит из кварца, плагиоклаза, биотита, сфена, эпидота	Получен приток минерализованной воды $Q = 6,1 \text{ м}^3/\text{сут}$.	После интенсификации дебит увеличился до $19 \text{ м}^3/\text{сут}$. при $\Delta P = 20,0 \text{ МПа}$. Тип воды хлор-кальциевый.	Кислотная ванна: $\text{HCl} - 4,0 \text{ м}^3$, уксусная кислота – 60 кг, формалин – 50 кг, превоцел – 200 кг. При давлении 26,0 МПа пласт не принимал.
3280 – 3340	Плагиогранито-гнейс мусковитовый сложен кварцем, плагиоклазом мусковитовым. Порода носит следы дробления и деформации	Притока не получено при $\Delta P = 15,0 \text{ МПа}$	После первой кислотной обработки в инт. 3300 – 3340 м получен нефонтанирующий приток нефти $Q_n = 0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$. при $\Delta P = 20,0 \text{ МПа}$. После этого проведен дострел в инт. 3280 – 3300 м, проведена вторая кислотная обработка, но увеличения дебита не получено. После третьей кислотной обработки дебит нефти увеличился до $2,1 \text{ м}^3/\text{сут}$. Проведена гидропескоструйная перфорация – увеличения дебита нет. После четвертой кислотной обработки получен нефонтанирующий приток минерализованной воды с пленкой нефти, $Q_v = 1,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $\Delta P=10,0 \text{ МПа}$	Первая кислотная обработка (в пласт закачено 3 м^3 кислоты): $\text{HCl} - 3,0 \text{ м}^3$, уксусная кислота – 60 кг, формалин – 100 кг, МЛ-72 – 100 кг Вторая кислотная обработка (5 м^3 кислоты): $\text{HCl} - 3,0 \text{ м}^3$, уксус. к-та – 60 кг, формалин – 100кг, МЛ-72 – 100 кг Третья кисл. обр-ка. Состав тот же. Гидропескоструйная перфорация: 25 резок – 50 отверстий при P на устье 40 – 42МПа. Четвертая кислотная обработка (в пласт закачено 18 м^3 кислоты): $\text{HCl} - 24,0 \text{ м}^3$, уксусная кислота – 500 кг, катапин – 75 кг, дильсован – 100 кг
Скв. 2 – Чернетчинская				
3436 – 3487	Метаморфизованный гранит, сложен калишпатом, кварцем, эпидотом, слюдами. Порода носит отчетливые следы долбления.	Притока не получено	После глинисто-кислотной ванны получен приток минерализованной воды дебитом $1,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ при $\Delta P = 15,0 \text{ МПа}$. Тип воды хлор-кальциевый.	Глино-кислотная ванна (P=18,0 МПа пласт не принимал): соляная кислота – 3 м^3 , плавиковая кислота – $0,2 \text{ м}^3$, катапин КИ-1 – 30л, превоцел – 40л, сульфанол – 20л, сульфид натрия – 6кг.
3244 – 3272	Мусковит-хлоритовый гранито-гнейс, сложен плагиоклазом, полностью замещенным серицитом, карбонатом, слюдой. Акцессорные – циркон, сфен	В инт. 3292 – 3320 м при $\Delta P = 6,05 \text{ МПа}$ притока не получено	После глино-кислотной ванны получен фонтанирующий приток нефти с газом. Дебит нефти на штуцере 4 мм составил $48 \text{ м}^3/\text{сут}$. $P_{пл} = 33,0 \text{ МПа}$.	Глино-кислотная ванна (при давлении 18,0 МПа пласт не принимал): соляная кислота – 3 м^3 , плавиковая кислота – $0,2 \text{ м}^3$, катапин КИ-1 – 30 л, превоцел – 40 л, сульфанол – 20 л, сульфид натрия – 6 кг.

Таблица 3. Результаты испытаний скважин на Хухринском полигоне ДДВ до и после интенсификации притока (составлено по материалам Р.Н. Окренко, Б.И. Слышинского и др.)

го не удавалось ничего получить. Такие случаи при опробовании зафиксированы не однажды. При опробовании кровельной части фундамента в скважинах 2 и 7, согласно замерам термодобитометрии, включились в работу интервалы, расположенные в трещиноватых зонах фун-

Рис. 5.
Соотношение объектов, испытанных с помощью ИПТ, по характеристике компонентного состава газа.



А — КСГ “водоносный”;
В — КСГ “неопределенно”; С — КСГ “нефтенасыщенный”, “газонасыщенный”, или “остаточно нефтенасыщенный”.

дамента ниже, соответственно, на 50 и 20 метров. Такое же явление зафиксировано и в скв.10 на Скворцовской площади – при опробовании горизонтов В–25–26 в нижнем визе был возбужден и зафонтировал интервал в верхней части фундамента. Этих примеров можно было бы привести и больше, если бы при опробовании чаще проводились термодобитометрические замеры. Приведенные данные неопровержимо свидетельствуют, что залежи нефти или газа в кристаллических породах фундамента находятся в своеобразных, пока еще не изученных коллекторах с низким пластовым давлением... Во многих уже опробованных разрезах фундамента, где по материалам ГИС выделены газонасыщенные интервалы, из которых взяты пробы УВ, достичь желанных результатов не удалось. Причина видимо в том, что вследствие глинизации стенок ствола скважины при бурении с промывкой глинистым раствором забиваются каналы для притока флюидов к забою или фильтру. Рассчитывать на успех можно было бы при проходке пород фундамента только на воде или максимально облегченном растворе”.

Выводы, сделанные украинскими исследователями, соответствуют результатам, которые получены специалистами Татарстана и в общих чертах сводятся к тому, что работа с КФ требует нестандартного и нетрадиционного подхода, а отрицательные результаты ИПТ еще не являются доказательством того, что пласты бесприточны. Более того, делать выводы о приточности и насыщенности интервалов испытания КФ только по единичным результатам ИПТ преждевременно и необъективно. Рассмотрим это более подробно на примере испытания КФ в скважинах ДДВ. В таблице 3 приведены результаты испытания объектов КФ в открытом стволе, а также в колонне после интенсификации притоков. В большинстве случаев при испытании в открытом стволе и до кислотной обработки притока получить не удавалось даже в тех случаях, когда пластовое давление не было пониженным, а даже превосходило гидростатическое (но оказывалось меньше противодавления столба глинистого раствора, что определяло исход испытаний). Кислотная, глинокислотная ванна либо увеличивает уже имеющийся приток, либо определяет его появление при испытании в колонне.

Что касается испытания объектов КФ в Татарстане, то интенсификация пластов, а также их повторное исследование в открытом стволе не проводилось, не говоря уже

о комплексных исследованиях и интенсификации притоков. Как правило, вопрос о спуске колонны решался после получения отрицательных результатов при ИПТ. Вследствие этого, многие объекты, в которых по КСГ (анализ проб при ИПТ) характеристика пласта была либо нефтяной, газовой, либо неопределенной, так и остались до конца не изученными. В первую очередь это касается скв. 20015 Сотниковской, где нефтяная и газовая характеристика объекта по КСГ была дана в нескольких интервалах. В настоящее время имеется целый ряд скважин, в которых работы в разрезе КФ могут быть возобновлены, поскольку существуют и прямые, и косвенные признаки возможной нефтегазонасыщенности объектов.

Анализируя и обобщая вышеизложенные материалы, можно сделать следующие выводы. Для увеличения эффективности поисково-разведочных работ в кристаллическом комплексе докембрия особое место должно быть уделено вопросу бурения, вскрытия и опробования пород КФ. В частности, необходима разработка:

- специальной технологии проводки скважин в разрезе с обеспечением минимальной проницаемости бурового раствора в разуплотненные зоны кристаллических пород;
- рецептов таких растворов, которые бы до минимума снизили отрицательное влияние промывочной жидкости на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов;
- специальных методик вызова и интенсификации притоков и режимов изучения пластов с различными литолого-петрографическими и коллекторскими свойствами.

Таким образом, вышеизложенное дает основание заключить, что отсутствие притоков нефти из пород КФ не свидетельствует об ее отсутствии, а является следствием стандартного подхода к вопросам бурения и испытания докембрийской кристаллической толщи и отсутствия более эффективных нетрадиционных методов проводки скважин в КФ и испытания его объектов.

Литература

- Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазонасыщенности. Р.Х. Муслимов, Т.А. Лапинская. Казань, Дента. 1996.
- Плотникова И.Н. Особенности строения и перспективы нефтегазонасыщенности Южно-Татарского свода. Авт. диссерт. Киев. 1989. 27
- Юсупов Р.И., Трофимов В.А. Изучение разрезов кристаллического фундамента с помощью испытателей пластов на трубах и факторы, влияющие на качество получаемой информации. Перспективы нефтегазонасыщенности кристаллического фундамента на терр. Татарстана и Волго-Камского региона. Казань, Новое Знание. 1998. 136–147.



**Ирина Николаевна
Плотникова**

Начальник отдела геологии нефти и газа Госкомитета РТ по геологии и использованию недр. Кандидат геол.-мин. наук. Область научных интересов - поиски, разведка нефтяных и газовых месторождений, поиск нефти в кристаллическом фундаменте осадочных бассейнов. Автор 2-х монографий и более 40 печатных работ.