

## К ВОПРОСУ О НЕФТЕНОСНОСТИ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА НА ТЕРРИТОРИИ ТАТАРСТАНА

К настоящему времени в нефтеносных регионах мира уже открыто около 450 месторождений нефти и газа, приуроченных частично или полностью к породам кристаллического фундамента (Краюшкин, 2000).

На территории Республики пробурены сотни скважин со вскрытием фундамента, несколько десятков из них прошли по фундаменту от сотен до 4000 м.

По результатам изучения керна, поднятого из скважин №№ 20000 Миннибаевской и 20009 Ново-Елховской, известно, что следы миграции нефти, образовавшей Ромашкинское и Ново-Елховское месторождения, встречены на глубинах от 3 до 5 км. Формирование многочисленных нефтяных месторождений Татарского свода произошло за счет нефти, поступающей из глубинных зон земной коры по тектоническим нарушениям в осадочные породы – с этим согласны теперь уже большинство геологов. Из этого следует, что если на путях миграции нефти существуют ловушки в фундаменте, то и в кристаллических породах могут быть залежи нефти (Краюшкин, 2000; Кудрявцев, 1963; Кудрявцев, 1973; Плотникова, 2000).

Серьезной помехой для выявления нефтеносных коллекторов в фундаменте Татарского свода явилось бурение на глинистом растворе, нередко утяжеленном.

Известно, что пластовые давления в коллекторах фундамента понижены, что подтверждается и результатами испытаний (Табл.1, 2). При избыточном давлении такие пласты принимают закачиваемую жидкость в количествах, возрастающих с повышением давления (скв. 2217). При депрессии жидкость извлекается из пласта до определенного увеличения депрессии, после этого происходит смыкание трещин в коллекторе, и приток уменьшается или прекращается. Поэтому

му при бурении на растворе, создавая избыточное давление до 60-80 атм., мы закачиваем в пористые участки фундамента глинистый раствор, а при извлечении его обратно сталкиваемся с ограничениями, при этом водоносные пласты отдают поглощенный раствор легче и очищаются быстрее, из нефтеносного коллектора извлечь поглощенный раствор гораздо труднее в силу известных причин, связанных с вязкостью нефти, раствора, образовавшейся эмульсии и т.д. Поэтому при применявшейся технологии бурения и испытаний пластоиспытателями на трубах, нефтеносные пласты о себе не заявляли немедленным притоком нефти. Это подтверждается опытом испытаний на Украинских месторождениях нефти в кристаллическом фундаменте (Плотникова, 2000).

По результатам испытаний в процессе бурения объектов можно разделить на 4 категории:

1. Объекты, не давшие притока, что может быть обусловлено как неоптимальными условиями испытания, так и закупоркой слабопроницаемых коллекторов глинистым раствором. Таких объектов более 60%.

2. Объекты, давшие приток разбавленной воды или фильтрата глинистого раствора с газом, содержащим большое количество метана (80 – 100%) (скв. №№ 191, 966, 20000, 20015 и другие).

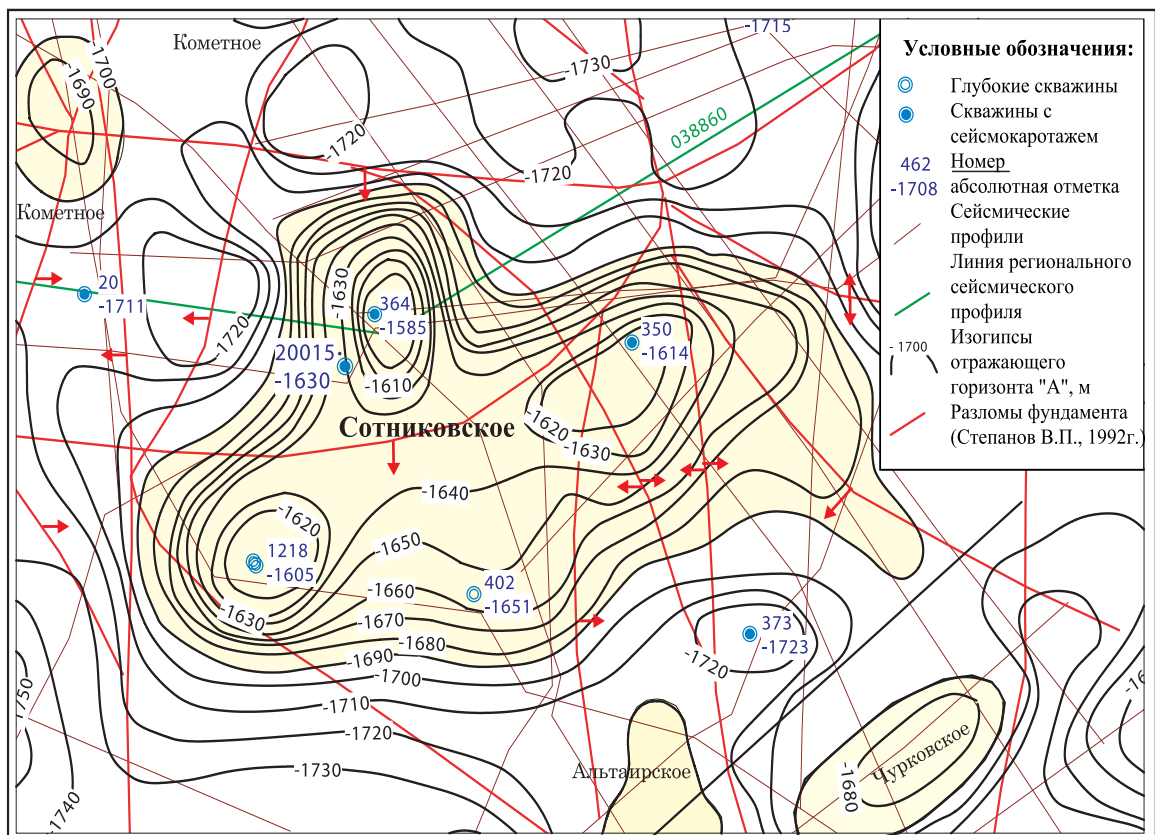


Рис. 1. Выкопировка из схематической карты по поверхности кристаллического фундамента (сейсмопартия 5/96, отражающий горизонт А). Сотниковская площадь.

3. Объекты, давшие приток глинистого раствора, пробы газа из которого с высоким содержанием метана 70 – 100 % (скв. №№ 128, 206, 678, 686, 2092, 20000, 20009). Последующие испытания выявили их водоносность (скв. №№ 20000, 678).

4. Объекты, давшие приток глинистого раствора с газом, содержащим менее 50% метана, что характерно для нефтеносных объектов (скв. №№ 1425, 20015). Дальнейшие испытания на приток в этих скважинах не проводились. Примечательно, что бесприточные объекты, при испытании которых проба раствора все же отбиралась, также содержат газы как с большим количеством метана, присущие водоносным пластам, так и с метаном от 20 до 40%, характерные для нефтеносных пластов. Логично предположить, что это слабопроницаемые коллекторы с различным насыщением, задавленные глинистым раствором и испытанные в неоптимальном режиме. Суммарное содержание УВ газов в них не превышает сотых долей процента.

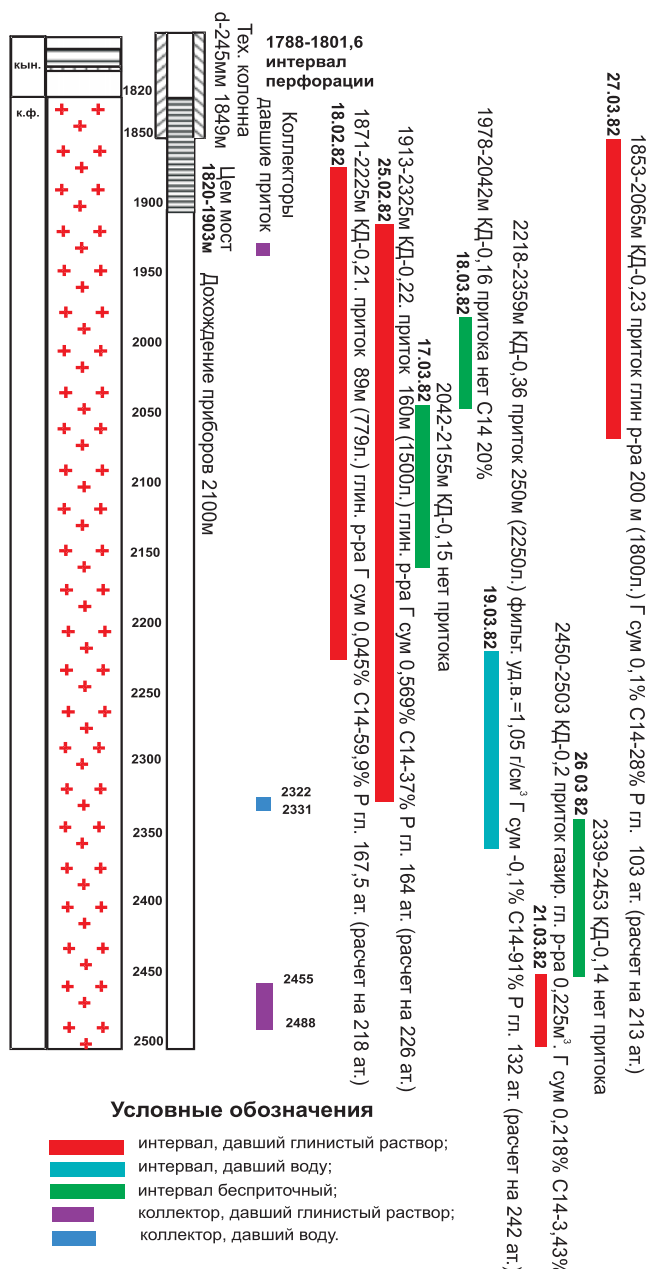


Рис. 2. Результаты испытаний скв. № 20015 Ульяновской (Сотниковской).

В объектах, давших приток глинистого раствора, суммарное содержание газа на порядок выше (Табл. 2). Наиболее яркий пример этого испытания скв. № 20015, пробуренной на Сотниковском выступе фундамента (Рис. 1). Сотниковский выступ осложнен тремя куполами с амплитудами от 116 м до 145 м на северном куполе по данным скважины № 364. Поверхность фундамента расчленена дизъюнктивными нарушениями, крутопадающими в различных направлениях (Степанов, 1993). Встречаются и вертикальные, раздвинутые разломы. Это пути миграции нефти, заполнившей Западно-Сотниковское месторождение, с запасами в терригенном девоне, карбонатном и терригенном нижнем карбоне.

На склоне наиболее повышенного северного купола и пробурена скважина № 20015. Кстати, Западно-Сотниковское месторождение может стать идеальным полигоном для изучения такого интереснейшего явления как “подпитка” (Муслимов, 2000).

Но вернемся к скважине № 20015. Кристаллический фундамент в ней встречен на глубине 1821 м и верхняя часть его, до гл. 1849 м, перекрыта девятидюймовой технической колонной. Дальнейшее бурение велось долотом, диаметром 216 мм до глубины 2503 м. Таким образом, 654 м ствола скважины в кристаллическом фундаменте открыты. По материалам геофизических исследований можно выделить в этой толще 26 интервалов, которые с определенной долей достоверности можно характеризовать как коллекторы. При этом часть из них группируются в общий интервал с небольшими (2 – 4 м) плотными участками между ними. Ниже приводятся эти интервалы:

- 1925 - 1934 коллектор;
- 1968 - 1971 возможный коллектор;
- 2011 - 2034 возможный коллектор;
- 2016 - 2124 возможный коллектор;
- 2130 - 2144 группа коллекторов;
- 2214 - 2266 группа коллекторов;
- 2322 - 2331 коллектор;
- 2342 - 2352 коллектор;
- 2360 - 2365 коллектор;
- 2378 - 2391 коллектор;
- 2403 - 2444 группа коллекторов;
- 2455 - 2488 группа коллекторов.

В процессе бурения проведено 8 испытаний испытателем пластов на трубах КИИ-146. К сожалению, интервалы испытываемых объектов в некоторых из них велики – от 150 до 400 м, что затрудняет определение коллекторов, давших приток (Рис. 2). Сопоставляя результаты всех 8 испытаний (Табл. 1, Рис. 2), можно определить, что приток могли дать только следующие коллекторы: 1) 1925-1934 м, 2) 1968-1971 м, 3) 2322-2331 м, 4) группа коллекторов (или отдельные из них) в общем интервале 2463-2488 м. Приведем наши рассуждения.

1) При испытании интервала 2450 - 2503 м (21.03.82) был получен приток газированного глинистого раствора в количестве 225 л. По заключению геофизиков испытанный интервал бесприточный из-за малого количества полученной жидкости. Но обращает на себя внимание ее особенности. Во-первых, раствор газированный, значит, он из коллектора, был им поглощен и обогатился газом. Суммарное содержание углеводородов в газе 0,095 % до 0,218 % сопоставимо с результатами испытаний нефтяных пластов в карбонатах. По компонентному составу содержание метана от 3,09 до 3,44 %,  $C_5H_{12}$  – 60%. По составу газа испытанный интервал можно характеризовать как нефтеносный.

Небольшой приток можно объяснить как результат закупорки малопроницаемого пласта глинистым раствором.

Коллектор, вероятно, трещиноватый, так как в интервале 2454 – 2484 м отмечена сплошная каверна диаметром от 260 до 290 мм.

2) При испытании интервала 2218 - 2359 (19.03.82) было получено 2250 л воды удельного веса  $1,05 \text{ г/см}^3$  – то есть фильтрата глинистого раствора. Содержание углеводородных газов в пробе этой воды составило 0,455 %. По компонентному составу на 93,58 % газ состоит из метана. При последующем вызове притока снижением уровня в открытом стволе резистивиметром зафиксирован приток соленой воды удельного веса  $1,17 \text{ г/см}^3$  с глубины 2326 м.

3) При испытании трех интервалов 2339 - 2453 (26.03.82);

4) 2042 - 2155 м (17.03.82);

5) 1978 - 2042 м (18.03.82) притоки из испытываемых объектов не были получены, и эти объекты определены как бесприточные.

6) Испытание интервала 1871- 2225 м (18.02.82) дало приток глинистого раствора в количестве 799 л. Суммарное содержание УВ газов от 0,32 до 0,248 %. Содержание метана 38,94 - 53,5 %.

7) Испытание интервала 1913 - 2325 м (25.02.82) получили приток 1500 л глинистого раствора с суммарным содержанием УВ газов от 0,03 до 0,569 % и метана в них от 9,37 до 62,74 %.

8) При испытании интервала 1853 - 2065 м (27.03.82), то есть через месяц после второго, получен 1800 л глинистого раствора с суммарным содержанием метана 28 %.

Как видно, в трех испытаниях (6, 7, 8) был получен нарастающий приток глинистого раствора с УВ газами, по компонентному составу соответствующими нефтяному пласту. Поскольку при испытании интервалов 3 и 4 приток из пластов не был получен, можно утверждать, что коллекторы, давшие приток в испытаниях 6, 7, 8 находятся в интервале 1853 – 1978 м. Это коллекторы 1) 1925 – 1934 м и 2) 1968 – 1971 м. Первый из них характеризуется на ряду с минимальными показателями НГК, резким понижением сопротивления от 600 до 200 Ом по стандартному каротажу и каверзностью. Второй такими ха-

рактеристиками не обладает, выделен по минимальным значениям НГК и может быть определен как коллектор лишь условно.

Следует отметить, что все испытания были проведены в неоптимальном режиме с коэффициентом депрессии от 0,14 до 0,23, за исключением испытания 2, где он составлял 0,36, что тоже далеко от оптимального – 0,6 – 0,8 (Плотникова, 2000). Поэтому возможно, что коллекторы в бесприточных интервалах себя не проявили, а в приточных могли бы дать больший приток и более полноценную кривую восстановления давления. В то же время, это обстоятельство свидетельствует о хорошей характеристике коллектора №1 – 1925 – 1934 м, трижды проявившего себя в течение почти полутора месяцев притоком глинистого раствора с одинаковым составом растворенного газа.

Опыт освоения водоносных коллекторов фундамента в скважинах №№ 20000, 2092, 966 свидетельствует, что для очистки от глинистого раствора и получения чистого пластового флюида необходимо откачать из коллектора сотни кубометров жидкости. В скв. № 20015 проводились продувки компрессором для снижения уровня, но это привело только к заполнению скважины соленой водой из коллектора 9 (2322 – 2331 м) и не очистило возможно нефтеносный коллектор № 1. К тому же мы не знаем, как долго может очищаться нефтеносный коллектор кристаллического фундамента, учитывая ограничения депрессии при вызове притока.

Получить нефть из фундамента в скв. 20015 возможно из интервала 1925 - 1934 м, находящегося на 113 м ниже кровли фундамента. После получения соленой воды с гл. 2326 м скважина оставалась в качестве пьезометра, затем был установлен цементный мост, отделяющий открытый ствол от технической колонны и введен в эксплуатацию нефтеносный пласт кыновского горизонта. Все работы по испытанию фундамента возможны, но требуют временной остановки скважины.

Есть и другой путь – в одной из ближайших к скв. 20015 проектных эксплуатационных скважин спустить шестидюймовую колонну с перекрытием кровли фунда-

Дата испытания	Интервал испытания, м	Работающий коллектор, м	Полученная жидкость из испытуемого коллектора	Коэффициент депрессии	Пластовое давление, атм.	Г <sub>сум</sub> % (УВ газов)	Содержание метана	Насыщенность коллектора
18.02.82	1871 – 2225	1925 – 1934	Глинистый раствор: $v=0,8 \text{ м}^3$ ; $\gamma=1,15$	0,21	168	0,248	39,82	Возможно нефть
25.02.82	1913 – 2325	1925 – 1934	Глинистый раствор: $v=1,5 \text{ м}^3$ ; $\gamma=1,17$	0,22	164	0,569	37,42	Возможно нефть
27.03.82	1853 – 2065	1925 – 1934	Глинистый раствор: $v=1,8 \text{ м}^3$ ; $\gamma=1,18$	0,23	–	0,160	28	Возможно нефть
19.03.82	2218 – 2359	2326 – 2330	$2,2 \text{ м}^3$ фильтрат $\gamma=1,05 \text{ г/см}^3$	0,36	132	0,455	93,58	Вода
21.03.82	2450 – 2503	2454 – 2484	$0,225 \text{ м}^3$ газированного глинистого раствора	0,20	–	0,218	3,43	Возможно нефть
17.03.82	2042 – 2155	–	Объект бесприточный	0,15	–	0,0036	19	Вероятна закупорка коллекторов 2090 – 2100, 2120 – 2124, 2130 – 2170 м, возможно нефтенасыщенных
18.03.82	1978 – 2042	–	Объект бесприточный	0,16	–	0,0056	20	Вероятна закупорка коллекторов 2000 – 2—3 м, 2011 – 2034 м, возможно нефтенасыщенных
26.03.82	2339 – 2453	–	Объект бесприточный	0,20	–	–	–	Вероятна закупорка слабопроницаемых коллекторов в общем интервале испытания.

Табл. 1. Результаты испытаний КИИ-146 скважины № 20015 Ульяновской.



№№ П/П	№ скважины	Площадь	Дата испытания	Глубины кровли кристаллического фундамента и забоя	Интервал объекта испытания	Состав полученной жидкости: $\gamma$ – уд. вес, $v$ – объем	Коэффициент депрессии	Пластовое давление	Суммарное содержание УВ газов, %	Содержание метана в газе, %	Примечание
1.	20000	Миннибаевская	17.06.75	1883–5099	4876–5005	Вода: $\gamma$ – 1,15 г/см <sup>3</sup> , $v$ – 8,86 м <sup>3</sup>	0,83	544 атм.	0,75	91,7	При освоении получена вода $\gamma=1,228$ г/см <sup>3</sup>
2.	20005	Мензелино–Актанышская	03.12.81	3767–4029	3973–3985	Фильтрат: $\gamma$ – 1,03 г/см <sup>3</sup> , $v$ – 0,34 м <sup>3</sup>	0,54	368 атм.	4,74	98,5	Дальнейшее освоение не проводилось
3.	678	Тлянгги–Тамакская	10.01.85	1831–2505	2050–2092	Глинистый раствор: $\gamma$ – 1,26 г/см <sup>3</sup> , $v$ – 0,46 м <sup>3</sup>	0,7	222 атм.	1,957	99,2	При освоении снижением уровня получена вода $\gamma=1,16$ г/см <sup>3</sup>
4.	1425	Первомайская	02.05.95	1693–1749	1713–1731	Глинистый раствор: $\gamma$ – 1,28 г/см <sup>3</sup> , $v$ – 0,45 м <sup>3</sup>	0,02	–	0,489	31,13	Дальнейшее освоение не проводилось
5.	752	Уральминская	17.08.82	1676–2235	1786–1863	Притока нет	0,15	–	0,029	95,41	Дальнейшее освоение не проводилось
6.	2223	Ульяновская	27.06.86	1948–2505	2342–2416	Притока нет	0,05	–	0,455	25,8	Дальнейшее освоение не проводилось
7.	20015	Ульяновская	19.09.82	1821–2503	2218–2359	Фильтрат: $\gamma$ – 1,05 г/см <sup>3</sup> , $v$ – 0,25 м <sup>3</sup>	0,36	132 атм.		93,58	При освоении снижением уровня получена вода $\gamma=1,17$ г/см <sup>3</sup>

Табл. 2. Результаты испытаний скважин различных категорий в кристаллическом фундаменте.

мента и пробурить малым диаметром 150 м с отбором керна и проведением испытаний КИИ-95 для выявления возможного нефтеносного объекта.

Этот вариант позволяет бурить по фундаменту с промывкой облегченным раствором (пенной), что предотвратит закупорку пор коллектора и поможет быстрейшему получению пластовой жидкости при испытании. Технические возможности для таких работ есть. Аналогичные результаты получены при испытании кровельной части кристаллического фундамента в скважине № 1425 Первомайского месторождения. Фундамент там вскрыт на глубинах 1693 – 1749 м всего на 54 метра. Испытание проведено в интервале 1713 – 1731 м. Получено 450 л глинистого раствора удельного веса 1,28 г/см<sup>3</sup>. Содержание УВ газов в пробе 0,49% при количестве метана 31% (Табл. 2).

Коллекторы отмечены на глубинах 1) 1723 – 1731 м и обладают хорошей емкостью и проницаемостью, так как приток получен несмотря на вскрытие фундамента на тяжелом глинистом растворе и испытании с большой депрессией  $K_d = 0,02$ .

Эта скважина также в эксплуатации по девону.

Испытание хотя бы одной из этих скважин прояснило бы давно назревший вопрос о нефтеносности кристаллического фундамента Татарстана.

## Литература

Краюшкин В.А. Истинное происхождение, структура, размер и размещение мирового нефтегазового потенциала. *Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений*. Том 1. Казань. Экоцентр. 2000. 358-369.

Кудрявцев Н.А. *Глубинные разломы и нефтяные месторождения*. Тр. ВНИГРИ. Выпуск 215. 1963.

Кудрявцев Н.А. *Генезис нефти и газа*. Л. Недра. 1973.

Муслимов Р.Х. Перспективы обеспечения углеводородными ресурсами, стратегия рационального их использования и воспроизводства. *Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений*. Том 1. Казань. Экоцентр. 2000. 10-16.

Плотникова И.Н. Анализ результатов испытаний перспективных объектов в породах кристаллического фундамента. *Георесурсы*. 3(4). 2000. 19-23.

Порфирьев В.Б. и др. Проблема поиска нефти и газа в породах фундамента Днепровско-Донецкой впадины. *Геологические и геохимические основы поисков нефти и газа*. Киев. Наукова Думка. 1981. 204-215.

Степанов В.П. и др. Комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов с целью выбора основных направлений проведения геофизических работ и совершенствования их методики. *Отчет ТамНИПИнефть*. Бугульма. 1993.

## Николай Александрович Плотников

Окончил геологоразведочный факультет Львовского политехнического института в 1955, затем работал в тресте «Альметьевбурнефть» (с 1970 - Альметьевское управление буровых работ), с 1967 - главным геологом. Помимо основной производственной деятельности успешно занимался доразведкой верхних нефтяных горизонтов, эксплуатационными скважинами в процессе бурения на девон, бурением и испытаниями сверхглубокой скважины № 20000 Миннибаевской. Занимался изучением флюидноносности. Автор и соавтор более 45 печатных работ. Участник ВОВ, заслуженный геолог РСФСР, дважды лауреат премии им. академика И.М. Губкина.

