

# DEHYDRATATION AND MINERAL FORMATION PROCESS AT HIGH THERMOBARIC IN MOUNTAIN ROCKS SETTING OF OPHIOLITE ASSOCIATION IN THE ARMENIAN HIGHLAND

A. V. Haroutynyan, S. B. Abovyan, A. A. Bdoyan, S. G. Babayan,  
V. H. Maroukyan

## Abstract

Geodynamic processes at various depths in the Earth's crust of the Minor Caucasus are of diverse character. The investigations of rehydration and mineral formation processes in various mountainous conditions show that these processes are accompanied by changes in volumes, which reach up to 30%. The mentioned processes are considered as one of the causes resulting in seismic shocks.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Арутюнян А. В., Бдоян А. А. Упругие, плотностные и петрографические свойства серпентинитов Малого Кавказа при высоких давлениях и температурах.—Изв. АН АрмССР, Науки о Земле, 1988, №3, с. 33—39.
2. Арутюнян А. В. О петрофизическом разрезе верхней литосферы территории Армении.—ДАН Армении, 1992, т. 92, № 4, с. 183—188.
3. Арутюнян А. В., Бдоян А. А., Марукян В. О. Петрофизические исследования в ассоциациях горных пород Армении при высоких термобарических параметрах.—Изв. НАН РА, Науки о Земле, 1993, №3, с. 51—54.
4. Бдоян А. А., Юханян А. К., Геншафт Ю. С. Ультразвуковой способ определения давления в горячей камере.—Изв. АН СССР, Физика Земли, 1991, №2, с. 79—83.

*Известия НАН РА, Науки о Земле, 1997, т. №1—2, 54—60*

## О ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРАХ В СВЯЗИ С ПРОБЛЕМОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ

© 1997 г. И. Х. Петросов, Ю. Р. Каграманов

*Институт геологических наук НАН РА  
375019 Ереван, пр. Маршала Баграмяна, 21а, Республика Армения  
Поступила в редакцию 27.02.95.*

Обсуждаются последствия инфильтрации воды из глинистых растворов в породы-коллекторы; утверждается, что в результате взаимодействия воды и силикатного каркаса глинистых минералов она из жидкой фазы переходит в твердую, наращая объем глинистых частиц в поровом пространстве; в итоге это приводит к образованию непроницаемой для углеводородов зоны и герметизации продуктивного пласта.

Трудно переоценить роль буровых (глинистых) растворов при вращательном бурении. Они практически непрерывно циркулируют в скважине, выполняя одновременно ряд важных функций: выносят шлам, образующийся при разбуривании пород, стабилизируют температурный режим в скважине, нейтрализуют давление пластовых флюидов и т.д. Важная роль и многообразие функций глинистых растворов определяют достаточно строгие к ним требования. Кроме того, основные параметры буровых растворов необходимо постоянно контролировать (и корректировать), поскольку они могут существенно изменяться в зависимости от состава разбуриваемых пород, в частности галогенных, которые обычны для нашего региона. Пре-

небрежение этими требованиями может привести к необратимым нарушениям режима нефтесодержащих пластов.

Важнейшими параметрами глинистых растворов являются вязкость, тиксотропность, водоотдача и способность образовывать водонепроницаемые корки на стенках скважин: растворы должны иметь предельное напряжение сдвига в состоянии покоя, обладать свойствами (прочностью) геля и низкой водоотдачей. Но эти характеристики не должны быть избыточными, ибо в этом случае шлам может не осаждаться из растворов и будет трудно (или даже невозможно) осуществить нагнетание их в скважину. Для достижения оптимальных значений указанных параметров необходимо прежде всего учитывать гранулярный и минеральный состав глин, а также состав поглощенного комплекса (обменных катионов). Наличие в глинах значительного количества псаммито-алевритовых частиц весьма отрицательно влияет на тиксотропность и другие свойства буровых растворов, а присутствие в них нежелательных глинистых минералов и обменных катионов может привести к серьезным последствиям—вплоть до аварии скважины и максимального снижения нефтеотдачи пласта [3, 4]. Таким образом, контроль над буровыми растворами должен осуществляться с самого начала—с отбора глин соответствующей кондиции. Однако на практике, с целью экономии средств и времени, обычно используются местные (ближайшие к буровым работам) глинистые материалы, которые часто не обладают указанными выше свойствами.

Зависимость качества буровых растворов от глинистых минералов и обменных катионов можно показать на примере их облицовочных (коркообразующих) свойств. Глинистые корки на стенках скважин должны быть достаточно тонкими, чтобы не мешать буровым работам и чтобы при опробовании можно было их легко устранить. Они главным образом предназначены для изоляции друг от друга пластовых флюидов и буровых растворов. Иначе говоря, глинистые корки препятствуют проникновению воды из растворов в пласты, а из последних—инфильтрации углеводородов и воды в глинистые растворы. Образование корок обусловлено весьма высокой диспергируемостью монтмориллонита. Минералы каолинитовой, иллитовой (гидрослюистой) и хлоритовой групп этим свойством обладают в значительно меньшей мере. Монтмориллонит способен диспергироваться на частицы, приближающиеся по оси «с» к элементарной ячейке [3], но имеющие при этом сравнительно большую поверхность. Именно глинистые растворы, состоящие из частиц, толщина которых измеряется ангстремами, но которые имеют большую удельную поверхность, могут образовывать достаточно тонкие, но непроницаемые для воды, корки. Однако далеко не все монтмориллонитовые глины обладают такими свойствами. Исследователи считают [3, 11, 12, 13], что бентониты Вайомингского месторождения (США) могут служить стандартом для глин, используемых в буровых растворах. Приготовленные на их основе глинистые растворы обладают превосходными качествами—оптимальной вязкостью и тиксотропностью, низкой водоотдачей и, что особенно ценно, способностью образовывать тонкие водонепроницаемые корки. Показательно, что химическое воздействие на различные монтмориллонитовые глины с целью приблизить их свойства к свойствам вайомингских бентонитов, не приводит к желаемым результатам. Это позволяет думать, что их свойства обусловлены в основном не химизмом, а структурными особенностями. Можно указать на следующие характеристики, которые, как полагают [3, 11, 12], делают эти глины уникальными: а) незначительное содержание псаммито-алевритовой фракции, б) присутствие монтмориллонита в качестве единственного

породообразующего минерала, в) наличие в тетраэдрических сетках монтмориллонита сравнительно небольшого количества так называемых перевернутых тетраэдров, г) преобладающее значение в поглощенном комплексе катионов натрия и наличие до 25—40 мэкв на 100 г порошка катионов кальция [13]. Если в качестве компонентов буровых растворов использовать некондиционные глины (заметно уступающие по своим свойствам вайомингским), то водоотдача растворов резко повысится, а глинистые корки сделаются проницаемыми для воды. Последняя из глинистых растворов устремится в породы-коллекторы (песчаники), в том числе содержащие углеводороды. Цемент песчаников в третичных отложениях (сегодня они являются объектами поисково-разведочных работ) состоит из глинистого вещества преимущественно монтмориллонитового состава [9]. Проникая в поровое пространство песчаников, вода закрепляется на базальной поверхности монтмориллонита, теряя при этом свойства жидкой фазы [3, 12, 13]. Дело в том, что первые порции воды фиксируются на глинистых минералах не хаотично, а в соответствии с геометрией силикатного каркаса. Непосредственно на поверхности монтмориллонита могут закрепиться до десятка слоев нежидкой воды [2, 3]; в центральной же части пор, т. е. в удалении от силикатной основы, вода сохраняет свойства жидкости. Впервые С. Хендрикс и М. Джефферсон еще в 1938 г. (цитируется по Гриму, 1964, с. 55) предположили, что атомы водорода и кислорода нежидкой воды размещаются по гексагональному мотиву. Это обусловлено структурными связями с кислородом (или гидроксильной группой) и тетраэдрическим распределением зарядов вблизи молекул воды. Основываясь на представлениях С. Хендрикса и М. Джефферсона, а также на данных других исследователей [1, 5, 10] о том, что связь глинистых минералов и воды осуществляется через атомы водорода, авторами предлагается схема распределения ориентированных молекул воды между двумя тетраэдрическими сетками. Ориентированные молекулы воды фиксируются на базальной поверхности глинистых минералов достаточно жестко—до такой степени, что пластовые флюиды не в состоянии их заместить. Принимая во внимание еще и то, что фиксированные молекулы воды наращивают объем глинистых частиц, можно утверждать, что в итоге происходит постепенная герметизация нефтесодержащих пластов. По мнению авторов, зона герметизации (инфильтрации воды) может быть достаточно мощной—в зависимости от геолого-литологических условий. В случае, если эта зона не будет полностью вскрыта при опробовании скважины, то залежь скорее всего не обнаружится: энергии углеводородов недостаточно [3], чтобы пройти ее без внешнего воздействия (особенно, если нефтеотдача пласта и пластовое давление низкие). Авторы не берутся утверждать, что такова была участь всех ожидаемых залежей в РА, однако считают, что подобные случаи вполне могли быть, в частности при опробовании октемберянской площади. В этой связи приведем некоторые данные о результатах бурения октемберянской толщи (свиты).

Октемберянская свита распространена в одноименной депрессии, расположенной в западной части Араратской впадины. Она вскрыта многочисленными структурными, поисковыми и параметрическими скважинами. Ее характеристика имеется в ряде работ [6, 7]. В контуре депрессии наиболее широко развита нижняя подсвита, с которой и связываются перспективы октемберянской толщи. Почти на всех антиклинальных структурах, кулисообразно расположенных вдоль р. Аракс, при бурении в нижней подсвите наблюдались довольно интенсивные газопроявления, иногда приводившие к газовым выбросам.

В частности, газопроявление отмечалось на Центрально-Октемберянской (скважины 17-к, 7-р, 11-р, 13-р, 42-р., 46-к, 49-к), Геташенской (47-к), Шаварутской (33-к, 40-к), Ахурянской (23-к, 26-к) антиклиналях. Однако при опробовании приток газа наблюдался лишь в скважинах 7-р (5,76 тыс. л./сут.) и 13-р (45 тыс. л./сут.). В остальных скважинах при испытании не было притока флюидов из песчаных горизонтов, которые по промыслово-геофизическим данным были охарактеризованы как нефтегазоносные коллекторы. В скважине 12-р были опробованы четыре песчаных горизонта (982—961, 950—929, 835—791, 790—775 м), оцененных как возможные газонасыщенные. При освоении первых двух объектов притока не было. Третий интервал был вскрыт без изоляции от предыдущих. При перфорации наблюдалось выделение газа в устье скважины, однако в последующем притока вызвать не удалось. Вскрытие четвертичного объекта осуществлялось без изоляции от предыдущих. Во время перфорации отмечалось интенсивное выделение газа. При освоении скважины свободного притока газа не наблюдалось. Скважина была ликвидирована. В скважине 14-р опробовано 4 объекта: 1763—1757, 1736—1722, 1633—1626 и 1577—1567 м. Ни в одном из них притока не было, хотя три первых объекта по промыслово-геофизической характеристике являются коллекторами. В скважине 46-к песчаные горизонты в интервалах 1326—1317 и 1181—1170 м притока не дали, несмотря на то, что промыслово-геофизические данные указывают на наличие в них газонасыщенных коллекторов. Не удалось освоить также пять возможных газонасыщенных объектов в скважине 49-к: 1472—1446, 1391—1372, 1319—1298, 1189—1174, 1065—1050 м.

Оценивая результаты опробования скважин, возникает впечатление, будто в нижней песчано-глинистой подсвите практически отсутствуют коллекторы, т. е. резервуары для аккумуляции значительного объема углеводородов. Однако имеющиеся данные противоречат этому. Так, результаты лабораторных исследований свидетельствуют о наличии здесь коллекторов (табл. 1), способных аккумулировать углеводороды.

Таблица 1

Коллекторские свойства пород нижней песчано-глинистой подсвиты октемберянской свиты

Коллекторские свойства пород	Статистич. показатели	Песчаник	Алевролит	Неогсоргир. порода
Пористость открытая, %	Число опред. Пределы знач.	215 3,5—24,3	224 3,5—20,8	192 4,1—23,1
Газопроницаемость, м.д.арси	Число опред. Пределы знач.	185 0—26,9	172 0—42,4	177 0—25,4

Наиболее детально эта подсвита изучена в разрезе Центрально-Октемберянской антиклинали, где выделяются шесть песчаных горизонтов (рис. 1). Лабораторные исследования керн показали, что они являются коллекторами с открытой пористостью от 8 до 29% и проницаемостью от 0,5 до 25 м.д. арси. О наличии в нижней подсвите коллекторов, способных аккумулировать углеводороды, свидетельствуют также данные промысловой геофизики.

Итак, некоторые горизонты нижней песчано-глинистой подсвиты, как указывают результаты исследований и непосредственные газопроявления, скорее всего содержали промышленные скопления углеводородов. Однако притока последних ни в одном случае не наблюдалось

при опробовании этих объектов. Таким образом, есть основание считать, что это явилось следствием недостаточного внимания к техно-

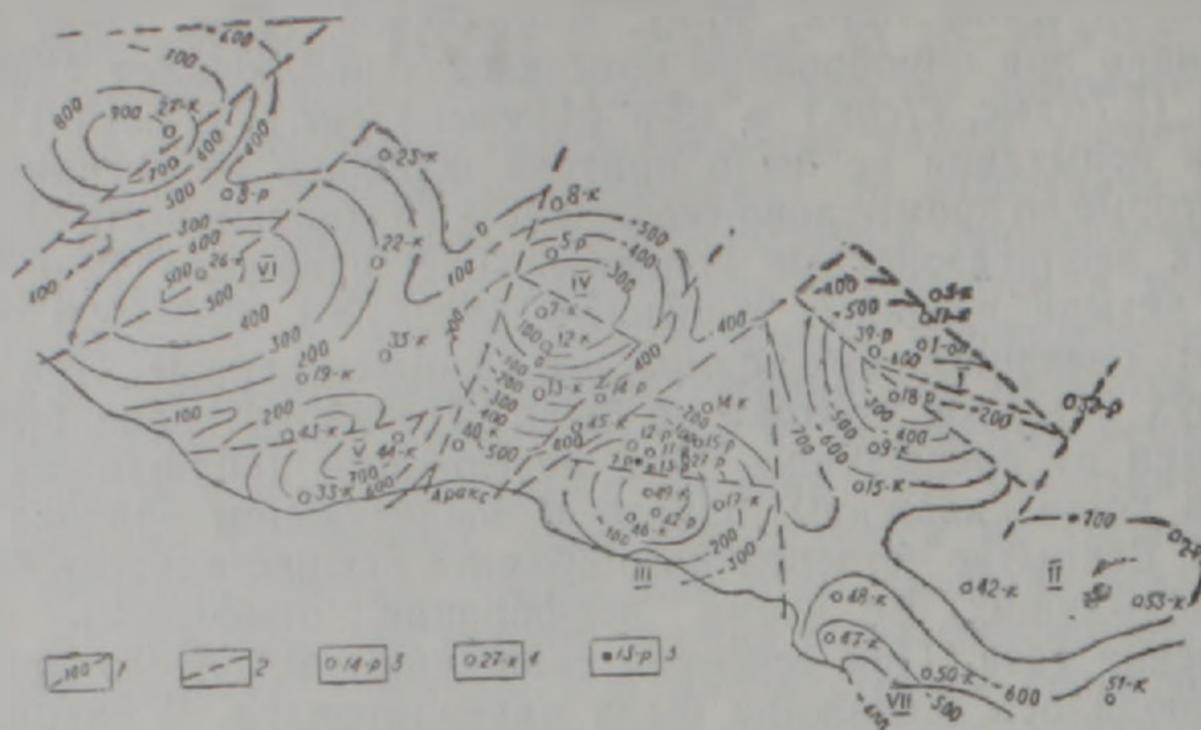


Рис. 1. Структурная карта юго-западной части Октемберянской депрессии. Составил Каграманов Ю. Р. 1—изогипсы по кровле нижней песчано-глинистой подсвиты октемберянской свиты; 2—линии тектонических нарушений; 3—глубокие скважины; 4—структурные скважины; 5—скважины, давшие притоки газа. I—Севабердская антиклиналь; II—Беркашатская синклиналь; III—Центрально-Октемберянская антиклиналь; IV—Кармирская антиклиналь; V—Шаварутская антиклиналь; VI—Ахурянская антиклиналь; VII—Геташенская антиклиналь.

логии бурения и, в частности, к глинистым растворам. Выше была показана возможность консервации залежей углеводородов в результате взаимодействия молекул воды буровых растворов и силикатного каркаса глинистых минералов. К этому надо добавить, что приток углеводородов из продуктивных объектов может быть затруднен также в результате воздействия утяжелителей на коллекторские свойства пород. Кроме того, это может быть вызвано осмотическими явлениями, возникающими в капиллярах глинистых частиц вследствие того, что вода промывочной жидкости имеет более высокую или, наоборот, более низкую соленость, чем природные поровые растворы глини. Приведем два примера. При вскрытии нижней песчано-глинистой подсвиты, по причине газопроявления, бурение осуществлялось глинистыми растворами, удельный вес которых был увеличен с 1,15—1,16 до 1,23—1,35 г/см<sup>3</sup>, иногда до 1,42—1,44 г/см<sup>3</sup> с высокими значениями водоотдачи (более 5—6 см<sup>3</sup> за 30 мин.). Это привело к превышению давления столба глинистого раствора над пластовым до 30—35% и создало условия для коагуляции коллекторов околоскважинного пространства за счет проникновения растворов и разбухания глини в коллекторах. На Расшеватском месторождении (Ставропольский край) газоносные песчано-алевролитовые отложения Хадума, содержащие разбухающие глинистые минералы, при увлажнении становятся практически непроницаемыми для газа (рукописная работа К. М. Тагирова, фонды СевкавНИИГАЗ, 1978).

В подавляющем большинстве случаев в процессе бурения на октемберянской площади не уделялось должного внимания глинистым растворам, что явилось причиной весьма низкой результативности при опробовании и последующей отрицательной оценке нефтегазоносности нижней подсвиты октемберянской свиты.

Становится актуальным вопрос—имеются ли в РА глины, аналогичные вайомингским, которые можно было бы использовать в буровых растворах без серьезных негативных последствий. При сравнении обнаруживается почти полная идентичность вайомингских и саригюхских бентонитов и значительная близость к ним ноябрьских. Саригюхские бентониты характеризуются незначительным содержанием псаммитовой и алевритовой фракций—в сумме составляют около 19%, причем в них много агрегированных глинистых частиц; единственным породообразующим минералом является монтмориллонит с типичной для этого минерала структурой; в поглощенном комплексе доминируют катионы натрия и кальция—соответственно около 58 и 22 мэкв на 100 г порошка [8]. Ноябрьские бентониты по качеству несколько уступают саригюхским [8]: в них больше псаммито-алевритовой фракции (около 30%), меньше катионов натрия (до 39 мэкв на 100 г) и больше катионов кальция (около 25 мэкв на 100 г порошка). Итак, в качестве компонентов глинистых растворов, предназначенных для бурения поисково-разведочных скважин, авторы рекомендуют саригюхские бентониты, которые по важнейшим параметрам едва ли уступают вайомингским. Немного уступают им и ноябрьские бентониты.

Может показаться неэкономичным возить глины с севера на юг республики, где сосредоточены буровые работы. Однако с удовлетворительной точностью можно подсчитать (по аналогии с теми же вайомингскими глинами), что из одной тонны саригюхских бентонитов можно получить порядка 12—15 тысяч литров бурового раствора [3]; причем достаточно около 5% этой глины, чтобы растворы обрели нужную вязкость и тиксотропность, а образующиеся из них корки были бы практически непроницаемы для воды. При таких показателях переброска глин к месту буровых работ не может сколько-нибудь заметно отразиться на стоимости скважин.

Работа выполнена в рамках тем 92—223 и 96—109, финансируемых из госбюджета Республики Армения.

ԿԱՎԱՅԻՆ ԼՈՒՍՈՒՅԹՆԵՐԻ ՄԱՍԻՆ ԿԱՊՎԱՍ ՀԱՅԱՍՏԱՆԻ ՀԱՆՐԱՊԵՏՈՒԹՅԱՆ  
ՆԱԿԹԱԳԱԶԱՐԵՐՈՒԹՅԱՆ ՊՐՈՔԼԵՄԻ ՀԵՏ

© 1997 թ. Ի. Խ. Պետրոսով, Յու. Ռ. Կազրամանով

### Ա մ փ ո փ ո լ մ

Քննարկվում են կավային լուծույթներից կոլեկտոր-ապարների մեջ ջրի ինֆիլտրացիայի հետևանքները: Հաստատվում է, որ կավային միներալների սիլիկատային կարկասի և ջրի փոխազդեցության հետևանքով այն հեղուկ փափուկ անցնում է պինդ միջավայրի, խախտելով կավային մասնիկների ծավալը, ծակոտկենային տարածության մեջ: Արդյունքում դա հազեցնում է ածխաջրածիներին համար անթափանցելի զոնայի առաջացմանը և հաստվածքի հերմետիզացմանը: Քննարկվում է հորատանցքերի հորատման տեխնոլոգիան, որից է տրվում հորատման լուծույթի ազդեցությունը Հոկտեմբերյանի հաստվածքի ավազային շերտերի կոլեկտորային հատկությունների վրա՝ համարումն ղեկավարության սահմաններում և գնահատվում է հեռանկարային գոյացումների նմուշարկման արդյունավետությունը:

# ON MUD SOLUTIONS IN THE CONNECTION WITH OIL AND GAS PRESENCE IN THE REPUBLIC OF ARMENIA

I. Kh. Petrosov, Yu. R. Kagramanov

## Abstract

Consequences of water infiltration from mud solutions into reservoir rocks are discussed. It is stated that the interaction between water and silicate frame of clay minerals results in transformation of water from a liquid phase into a solid one and increases clay particles in porous space. In consequence it forms a hydrocarbon impermeable zone and seals a productive bed.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Браун Г. Рентгеновские методы изучения и структура глинистых минералов. Изд. Мир, 1967. 427 с.
2. Грим Р. Минералогия глин. Изд. ИЛ, 1956. 454 с.
3. Грим Р. Минералогия и практическое использование глин. Изд. Мир, 1964. 511 с.
4. Денисов П. И., Жванецкий Е. Ф. Производство и применение глинопорошков в бурении. Изд. Недра, 1964. 185 с.
5. Звягин Б. Б. Электронографическая и структурная кристаллография глинистых минералов. Изд. Наука, 1964. 282 с.
6. Каграманов Ю. Р., Танамян М. Е. О газоносности октемберянской свиты. Газовая промышленность, сер. геол. и разведка газ-х и газоконд. м-й, № 12, 1980, с. 7—14.
7. Каграманов Ю. Р., Арутюнян Р. А. О перспективах газописковых работ в пределах Октемберянской депрессии. «Нефтегазовая геология, геофизика и бурение», № 2, 1985, с. 6—9.
8. Петросов И. Х., Цамерян П. П. Вещественный состав и условия образования бентонитовых глин Саригюхского и Ноемберянского месторождений. Ереван. Изд. АН АрмССР, 1971. 135 с.
9. Петросов И. Х. Глинистые породы АрмССР. Изд. АН АрмССР, 1983. 322 с.
10. Brindley G. Varieties of order and disorder in layer silicates. «Bul. miner.», 1980, 103, № 3—4. 395—403.
11. Larsen D. Use Clays in Driling Fluids. Miner. Bull. Calif., 169, 1955, 269—281.
12. Van Olfen H. Pumpabiliti, Rheological Properties and Viscometry of Drilling Fluids; Inst. Petrol., 36, 1950. 223—234.
13. Williams F. The variations of Wyoming Bentonite as a Function Elsley B. of the Overburden. Natl. Acad. Sci., Publ., 327, 1954; Weintritt D. 141—151.