

Инженер-нефтяник

№ 3'2016

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Физико-химические свойства гидратов природных газов

Исследование свойств полисахаридных реагентов

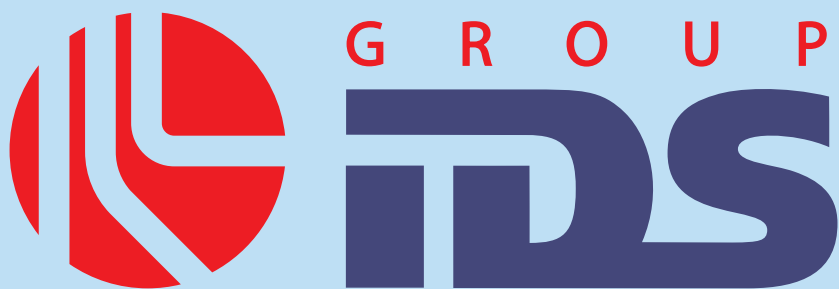
Реологические свойства биополимерных буровых растворов

Алмазный стабилизирующий породоразрушающий инструмент

Альтернативная концепция новой глобальной тектоники Земли



Интегрированный буровой
сервис



Адрес компании:
127422, Москва,
Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 543 9116
факс: +7 (495) 543 9612
e-mail: ids@ids-corp.ru
сайт в Интернете:
www.ids-corp.ru



Группа компаний Ай Ди Эс (IDS Group) – ведущая российская нефтесервисная группа, оснащенная современным оборудованием и оказывающая комплексные услуги компаниям нефтедобывающего сектора:

- Бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования
- Углубление скважин с целью разведки нижележащих горизонтов с отбором керна собственным оборудованием
- Бурение разведочных скважин глубиной до 3000 метров с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования
- Инженерно-телеметрическое сопровождение:
 - наклонно-направленного и горизонтального бурения собственными телесистемами с гидравлическим каналом связи
 - вырезки «окна», отработки долот, винтовых забойных двигателей, гидравлических ударных механизмов, гидравлических расширителей ствола
 - собственных буровых растворов для промывки скважин
 - отбора керна собственным оборудованием
 - оснастки обсадных колонн при креплении боковых стволов
 - инструмента для заканчивания боковых стволов

Сотрудничество с IDS Group – это возможность получения полного комплекса современного скважинного сервиса под ключ

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

Изучение состава и физико-химических свойств гидратов природного газа, полученных из минерализованных растворов хлоркальциевого типа.

Федорова А.Ф., Калачева Л.П.

5

The study of the composition and physico-chemical properties of natural gas hydrates obtained from mineralized solutions of calcium chloride type.

Fedorova A.F., Kalacheva L.P.

Реологические свойства биополимерных буровых растворов.

Соловьев Н.В., Курбанов Х.Н., Нгуен Тиен Хунг

8

The rheological properties of drilling fluids biopolymer.

Solovyev N.V., Kurbanov Kh.N., Nguyen Tien Khung

Буровые растворы для сохранения фильтрационно-емкостных свойств коллектора при первичном вскрытии пласта.

Курбанов Х.Н.

18

Drilling fluids to preserve the permeability and porosity of the collector in primary opening of the reservoir.

Kurbanov Kh.N.

Сравнительное исследование состава и свойств выпускаемых промышленно полисахаридных реагентов отечественного и импортного производства.

Сагитов Р.Р., Минаев К.М.

22

A comparative study of domestic and imported manufactured polysaccharide reagents: the composition and properties.

Sagitov R.R., Minaev K.M.

Алмазный стабилизирующий породоразрушающий инструмент для бурения геологоразведочных скважин.

Будюков Ю.Е., Спирин В.И., Молдабеков М.С.

27

Stabilizing diamond rock cutting tool for exploratory well drilling.

Budyukov Yu.E., Spirin V.I., Moldabekov M.S.

Моделирование условий лабораторных исследований по оценке механических свойств горных пород.

Карманский Д.А., Петраков Д.Г.

31

Simulation lab research of rock mechanical properties.

Karmanskiy D.A., Petrakov D.G.

Теоретическое исследование процесса формирования искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых горных пород.

Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С.

34

Theoretical study of the formation of artificial samples of clay-siliceous shale.

Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S.

Фёдор Конюхов.

Иванников В.И.

39

Fedor Konyukhov.

Ivannikov V.I.

Альтернативная концепция новой глобальной тектоники Земли.

Иванников В.И.

40

New global tectonics of the Earth: an alternative concept.

Ivannikov V.I.

Геодинамо.

Иванников В.И.

51

Geodynamo.

Ivannikov V.I.

Аннотации статей

56

Abstracts of articles

Журнал включён в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёных степеней кандидата и доктора наук.

Учредитель научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Повалихин Александр Степанович – д.т.н., главный редактор

Литвиненко Владимир Стефанович - д.т.н., профессор, ректор Национального минерально-сырьевого университета "Горный"

Мартынов Виктор Георгиевич – д.э.н., профессор, ректор Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Новоселов Владимир Васильевич – д.т.н., профессор

Калинин Анатолий Георгиевич - д.т.н., профессор-консультант Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Бастриков Сергей Николаевич – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»

Кульчицкий Валерий Владимирович - д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, директор НИИ буровых технологий Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Потапов Александр Григорьевич - д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия:

Гноевых Александр Николаевич - д.т.н., советник генерального директора ООО "Газпром бурение"

Быков Игорь Юрьевич - д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»

Рогачёв Михаил Константинович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Национального минерально-сырьевого университета "Горный"

Соловьёв Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич

Перевод Орлов Николай Александрович

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12

Адреса электронной почты: om@ids-corp.ru, povalihin1@yandex.ru

Адрес сайта в сети Интернет: www.ids-corp.ru

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ №ФС77-35382 от 17 февраля 2009 г.

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836

Индекс журнала в объединённом каталоге "Пресса России" - 91842

Типография "ПринтФормула"

Тираж 950 экз.

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц. При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

УДК 553.981

Изучение состава и физико-химических свойств гидратов природного газа, полученных из минерализованных растворов хлоркальциевого типа

А.Ф. Федорова – канд. техн. наук, в.н.с.; Л.П. Калачева – канд. хим. наук, в.н.с.
(ФГБУН Институт проблем нефти и газа СО РАН)

Месторождения Непско-Ботуобинской антеклизы характеризуются преимущественно хлоридно-кальциевым составом рассолов, минерализация которых составляет от 200 до 600 г/л [1]. Аномально низкие пластовые температуры данных месторождений предполагают возможность образования газовых гидратов при разработке и эксплуатации месторождений, несмотря на то, что минерализованная вода является ингибитором гидратообразования. Кроме того, не исключается возможность гидратоотложения при разбавлении порового раствора конденсационной водой, при дросселировании газа в призабойной зоне пласта. [2].

В связи с этим, целью работы являлось исследование влияния минерализации растворов, имитирующих пластовые флюиды хлоркальциевого типа, на состав и физико-химические свойства гидратов природного газа.

Объектами исследования являлись гидраты природного газа, полученные из растворов хлорида кальция с концентрациями 5, 10, 15%. В качестве модельной системы исследованы гидраты природного газа, синтезированные из воды.

Состав природного газа, взятого для гидратообразования, следующий: метан – 92,7; этан – 5,24; пропан – 1,21; изобутан – 0,10; н-бутан – 0,12; углекислый газ – 0,05 и азот – 0,58% мол. Средняя молярная масса газа – 17,25 г/моль.

Компонентный состав природного газа, газа в гидратной фазе исследовали методом газо-адсорбционной хроматографии по ГОСТ 31371.7-2008 на газовом хроматографе GC-2010 Plus ATF (Shimadzu, Япония). Для разделения компонентов газовой смеси использовались колонки RT-Msieve5A и Rt-Q-Bond. В качестве газа носителя использовался гелий. Для регистрации пиков компонентов использовались детекторы по теплопроводности, температура которых составляла 240 °С. Подъем температуры выбран со скоростью 10 °С/мин.

Экспериментальные образцы гидратов были получены в статических условиях при температуре 278 К и начальном избыточном давлении 19,6 МПа в камерах высокого давления (объем 1000 см³).

Полученные гидраты природного газа имели различный размер и форму (рис. 1). Из воды и природного газа



Рис. 1. Фотографии гидратов, полученных:

а – из воды; из раствора хлорида кальция с концентрациями: б – 5%; в – 10%; з – 15%.

образовались нитевидные кристаллы белого цвета, которые занимают весь объем камеры (рис. 1а). Из 5% раствора CaCl_2 получен монолитный гидрат, растущий по стенке камеры на высоту 7-8 см (рис. 1б). Гидраты, образованные из 10% и 15% растворов хлорида кальция, представляли собой отдельные куски слоистой структуры, и заполняли 1/5 часть объема камеры (рис. 1в и 1г). В отличие от гидратов, полученных из менее минерализованных растворов, из 15% раствора гидрат находился в равновесии с рассолом хлорида кальция (рис. 1г).

Анализ состава газов, выделенных из образцов, показал, что при образовании гидратов природного газа из воды и минерализованных растворов изменяется концентрация компонентов (табл. 1). Содержание метана с увеличением минерализации растворов в гидратах уменьшается, а этана - увеличивается за исключением гидратов, полученных из 15% раствора хлорида кальция. По сравнению с составом исходного природного газа, содержание пропана в газе-гидратообразователе повысилось в 13,3 раза, изобутана в 17,9 раз, н-бутана в 2 раза при максимальной концентрации раствора хлорида кальция. Т.е. в первую очередь в гидрат из природного газа переходят изо-бутан и пропан. Концентрирование углеводородов $\text{C}_3\text{-C}_4$ в гидрате приводит к увеличению средней молекулярной массы газа-гидратообразователя.

Для изучения состава и физико-химических свойств гидратов на основании компонентного состава газа в гидратах были определены гидратные числа и степени заполнения полостей. Так как, природный газ содержит более 0,2% мол пропана, а этана - 0,6% мол, их гидраты будут иметь структуру КС-II [3]. Поэтому, все параметры полученных гидратов рассчитывали как для гидрата структуры КС-II. При этом учитывали равновесные условия гидратообразования, а также компонентный состав газов-гидратообразователей в образованной клатратной фазе.

Наиболее важные физико-химические свойства газовых гидратов: гидратное число n , средние молекулярные массы газов-гидратообразователей и их гидратов, плотности гидратов зависят от степени заполнения полостей [4].

Процесс гидратообразования аналогичен процессу физической адсорбции при образовании монослоя, так как в полости может помещаться только одна молекула, а взаимодействие между молекулами газа и решеткой ван-дер-ваальсово. Поэтому, как и в случае физической адсорбции, равновесие гидрата описывается изотермой Ленгмюра [4, 5]:

$$\theta_{i,j} = \frac{C_{i,j} P_i}{1 + \sum_i C_{i,j} P_i} \quad (1)$$

где $\theta_{i,j}$ – степени заполнения полостей;
 $C_{i,j}$ – константы Ленгмюра;
 P_i – парциальное давление i -компонента.

Парциальное давление i -компонента в многокомпонентной газовой фазе $P_i = N_i P$ определяется на основании мольной доли i -компонента N_i .

В уравнении (1) константы Ленгмюра находят из эмпирического уравнения, предложенного В. Пэришем и Дж. Праустницем [6]:

$$C_{i,j} = \frac{A_{i,j}}{T} \exp \frac{B_{i,j}}{T} \quad (2)$$

где A и B – константы.

Таблица 1. Компонентный состав газов в гидратах в зависимости от минерализации растворов.

Компонент	Минерализация раствора, г/л			
	0	51,5	106,5	168,5
Метан	78,46	71,11	63,93	67,495
Этан	13,79	15,185	19,95	14,51
Пропан	6,195	11,415	14,2	16,075
Изобутан	0,375	1,0	1,245	1,785
Н-бутан	0,245	0,205	0,220	0,225
Средняя молекулярная масса газа	19,776	21,655	23,311	23,391

Для гидратов кубической структуры КС-II достаточно достоверно установлено, что большие полости структуры должны быть заполнены молекулами гостя, т.е. степень заполнения больших полостей θ_2 значимо не отличается от единицы, тогда как малые полости могут иметь нецелочисленную степень заполнения θ_1 , которая изменяется от 0 до 1 [7]. В результате исследования состава гидратов природного газа и произведенных расчетов видно, что степень заполнения малых полостей гидратообразователями с увеличением минерализации раствора уменьшается: для модельной системы значение степени заполнения малых полостей составляет 0,703; для минерализованных растворов от 0,682 до 0,670. А степени заполнения больших полостей с увеличением минерализации незначительно повышаются и приближаются к единице.

В зависимости от значений θ_1 и θ_2 у гидратов многокомпонентных газовых смесей в широких пределах изменяется гидратное число n , которое показывает количество молекул воды, приходящихся на одну молекулу гидратообразователя.

Гидратное число n рассчитывали на основании степени заполнения полостей по уравнению (3):

$$n = \frac{17}{2\sum \theta_{им.н.} + \sum \theta_{иб.н.}} \quad (3)$$

где $\theta_{им.н.}$ и $\theta_{иб.н.}$ – степени заполнения больших и малых полостей.

Расчеты показали, что состав модельного гидрата будет выражаться как $M \cdot 7,2\text{H}_2\text{O}$, а гидратов, полученных из минерализованных растворов с концентрациями 5, 10, 15% выражаются как $M \cdot 7,3\text{H}_2\text{O}$; $M \cdot 7,4\text{H}_2\text{O}$; $M \cdot 7,3\text{H}_2\text{O}$ соответственно. Такое изменение значение гидратного числа соответствует изменению степени заполнения малых полостей при образовании гидратов.

Плотности гидратов рассчитывали по эмпирической формуле (4):

$$\rho_H = \frac{136M_{\text{H}_2\text{O}} + 16M_{\text{сп}}\theta_{им.н.} + 8M_{\text{сп}}\theta_{иб.н.}}{a_{II}^3 N_A} \quad (4)$$

где a_{II} – параметр кристаллической решетки гидрата структуры КС-II, нм;

N_A – число Авогадро;

$M_{cp} = \sum N_i \cdot M_i$ – средняя молекулярная масса газов-гидратообразователей, г/моль.

Показано, что плотности всех полученных гидратов различаются незначительно (табл. 2). Однако, с повышением концентрации раствора, из которого получали гидрат, плотность повышается, что коррелирует с высокими значениями степени заполнения больших полостей и молекулярной массы газа в гидрате.

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено, что гидраты образованные из более минерализованного раствора обогащаются тяжелыми компонентами природного газа и имеют высокую плотность. Полученные результаты по условиям и составу образующихся гидратов можно использовать для оценки возможного гидратообразования, а также для выбора методов борьбы с техногенными гидратами.

Таблица 2. Физико-химические свойства гидратов природного газа в зависимости от продолжительности их синтеза.

Физико-химические свойства гидратов		Концентрация хлорида кальция, %			
		0	5	10	15
Степени заполнения полостей, θ	$\theta_{\text{мал.}}$	0,703	0,682	0,658	0,670
	$\theta_{\text{бол.}}$	0,967	0,977	0,980	0,982
Гидратное число n		7,2	7,3	7,4	7,3
Состав гидрата		$M \cdot 7,2 H_2O$	$M \cdot 7,3 H_2O$	$M \cdot 7,4 H_2O$	$M \cdot 7,3 H_2O$
Молекулярная масса газа в гидрате $M_{\text{гг}}$, г/моль		19,78	21,66	23,31	23,39
ρ , г/мл		0,890	0,899	0,907	0,909

ЛИТЕРАТУРА

1. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР. под ред. Л.М. Зорькина.- М.: Недра, 1989. – 382 с.
2. Истомин В.А., Федулов Д.М., Минаков И.И. и др. Предупреждение гидратообразования в призабойной зоне пласта при высокой минерализации остаточной воды в коллекторе // Вести газовой науки. - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ, 2013. - №4 (15). – с. 15-21.
3. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях - М.: Недра, 1992. - 236 с.
4. Бондарев Э.А., Бабе Г.Д., Гройсман А.Г., Каниболотский М.А. Механика образования гидратов в газовых потоках. – М.: Наука, 1976. - 158 с.
5. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России - М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. - 473 с.
6. Parrish W.R. Dissociation pressures of gas hydrates formed by gas mixtures / W.R. Parrish, J.M. Prausnitz // Ind. Eng. Chem. Fundamentals, 1972. - V. 11. - №1. - p. 26-35.
7. Дядин Ю.А., Бондарюк И.В., Аладко Л.С. Стехиометрия клатратов // Журнал структурной химии. – М: ИХ СО РАН, 1995. - т. 36. - №6. - с. 1088-1141.

REFERENCES

1. Water oil and gas fields of the USSR. ed. by L. M. Zorkin.- M.: Nedra, 1989. – 382 p.
2. Istomin V.A., Fedulov D.M., Minakov I.I. et al. To prevent hydrate formation in the bottomhole zone of the reservoir with high salinity of residual water in the reservoir // Gas science news. - M.: LLC "Gazprom VNIIGAZ, 2013. - #4 (15). – p. 15-21.
3. Istomin V.A., YAKushev V.S. Gas hydrates in natural conditions. Moscow: Nedra, 1992. - 236 p.
4. Bondarev E.A., Babe G.D., Grojsman A.G., Kanibolotskij M.A The mechanics of hydrate formation in gas flows. – M.: Nauka, 1976. - 158 p.
5. Gricenko A.I., Istomin V.A., Kul'kov A.N., Sulejmanov R.S. Collection and field preparation of gas on the Northern oil fields of Russia - M.: PJSC Publishing house Nedra, 1999. - 473 p.
6. Parrish W.R. Dissociation pressures of gas hydrates formed by gas mixtures / W.R. Parrish, J.M. Prausnitz // Ind. Eng. Chem. Fundamentals, 1972. - v. 11. - №1.- p. 26-35.
7. Dyadin Yu.A., Bondaryuk I.V., Aladko L.S. The stoichiometry of clathrates // Journal of structural chemistry. – M: INh SB RAS, 1995. – v. 36. - #6. - p. 1088-1141.

Реологические свойства биополимерных буровых растворов

Н.В. Соловьев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;
Х.Н. Курбанов – аспирант; Нгуен Тиен Хунг – аспирант
(МГРИ-РГГРУ)

Современный уровень развития буровых технологий немаловажен без применения высокоэффективных биополимерных химических реагентов, используемых для получения промывочных жидкостей, в состав которых входят другие органические и полимерные реагенты. Такие системы буровых растворов широко и с успехом применяются для их приготовления на основе глинистых и безглинистых промывочных жидкостей [1, 5, 7, 8].

Исходя из этого, можно отметить, что технологические свойства таких буровых растворов на сегодняшний день широко исследованы, что позволило выработать рекомендации по их рациональному применению в различных горно-геологических условиях, регулированию основных параметров, определяющих эффективность их применения и способствующих устранению осложнений в процессе проходки скважин [1, 5, 7, 8]. Однако, до последнего времени все исследователи уделяли недостаточное внимание всестороннему изучению реологических свойств полимерных буровых растворов, которые оказывают превалирующее влияние на эффективность транспортирования шлама особенно в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах [6].

Исходя из многочисленных исследований можно утверждать, что реологические свойства бурового раствора оказывают существенное влияние на эффективность удаления шлама из скважины, создание допустимого гидродинамического давления в зазоре между стенкой скважины и бурильными трубами, не приводящего к возникновению осложнений, связанных с гидроразрывом горных пород, поглощением бурового раствора, проявлением флюидов и кольтацией продуктивного коллектора [1, 2, 4, 7, 8]. Поэтому весьма актуальной является задача контроля и направленного регулирования реологических параметров буровых растворов, созданных на основе биополимерных композиций.

Реологические свойства буровых растворов оказывают существенное влияние практически на все процессы, связанные с проходкой скважин. В частности, реологические свойства в значительной мере определяют:

- › эффективность очистки забоя скважины от шлама;
- › охлаждение породоразрушающего инструмента;
- › транспортирующую способность потока промывочной жидкости;
- › величину гидравлических сопротивлений во всех звеньях циркуляционной системы скважины;
- › величину гидродинамического давления на ее стенку и забой в процессе бурения;

› амплитуду колебаний давления при пуске и остановке насосов, выполнении спуско-подъемных операций (СПО) и проработке скважины с расхаживанием бурильной колонны;

› интенсивность обогащения промывочной жидкости шламом;

› полноту ее замещения тампонажным раствором в кольцевом пространстве и др.

Результаты изучения реологических характеристик буровых растворов позволяют получить очень полезную информацию о характеристиках материалов и динамике их изменения, а также анализировать результаты их обработки с помощью химических реагентов, изменения состава и т.п.

Авторами за основу приняты обоснования, выполненные рядом исследователей, по выбору реологической модели течения биополимерных буровых растворов [1, 2, 4]. По данным этих исследователей технологические свойства буровых растворов, получаемых при использовании биополимерных и других полимерных реагентов с высокой молекулярной массой, описываются степенным законом – моделью Оствальда де Ваала:

$$\tau = K (dv/dr)^n \quad (1)$$

где: τ – напряжение сдвига;

K – показатель консистенции;

dv/dr – скорость сдвига;

n – показатель нелинейности.

Для псевдопластичных жидкостей, которыми и являются биополимерные растворы, $n < 1$.

Строго говоря, степенному закону Оствальда де Ваала подчиняются идеальные псевдопластичные жидкости, которые описываются кривой, выходящей из начала координат – т.е. течение таких жидкостей начинается при приложении минимальных по значению сдвиговых напряжений [2]. Однако, как установлено нашими исследованиями, такое представление реологической характеристики приводят к погрешностям.

При получении биополимерных растворов более сложных композиций в сочетании биополимерных реагентов с другими высокомолекулярными веществами создаются условия для формирования гелеподобных структур, которые обеспечивают изменение реологических свойств таких систем при течении. В этом случае возникают условия для получения модели течения, в которой необходимо учитывать еще один параметр – предельное

динамическое напряжение сдвига. В этом случае течение таких систем подчиняется модели Гершеля-Баркли:

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \left(\frac{dv}{dr} \right)^n \quad (2)$$

где: τ_0 – предельное динамическое напряжение сдвига, Па.

С учетом этих особенностей реологического поведения биополимерных буровых растворов, а также выполненных ранее исследований [2], проводились работы по анализу реологических параметров рекомендуемых полимерных растворов.

Модель степенного закона дает более точное приближение к реальному буровому раствору, даже при вычислениях на основе скоростей в 300 и 600 об/мин. Поскольку эта модель распространяется и на область в межтрубного пространства (где относительные скорости сдвига обычно меньше 170 с^{-1} , что соответствует скорости оборотов ротора вискозиметра в 100 об/мин.), и обеспечивает гораздо большую точность в описании поведения бурового раствора.

Это особенно справедливо для псевдопластичных жидкостей с малым содержанием твердой фазы, которые используются в настоящее время в качестве рабочих жидкостей при бурении скважин.

Реограмма псевдопластичной жидкости проходит через начало координат и обращена выпуклостью к оси касательных напряжений сдвига. Вязкость такой жидкости при увеличении скорости сдвига уменьшается. В этом проявляется эффект «сдвигового разжижения», который характеризуется уменьшением сил взаимодействия частиц твердой фазы, макромолекул полимеров с молекулами дисперсионной среды при увеличении скорости сдвига. Это благоприятно сказывается на уменьшении пластической вязкости полимерного бурового раствора при истечении из каналов и промывочных отверстий в призабойной части работы породоразрушающего инструмента, которая может уменьшаться вплоть до величины вязкости дисперсионной среды. Течение такого раствора в затрубном пространстве между стенкой скважины и бурильными трубами сопровождается значительным снижением скорости сдвига, что приводит к повышению вязкости этого раствора и существенному улучшению выносящей способности, обеспечивая эффективное транспортирование частиц бурового шлама по стволу скважины.

Для измерения реологических показателей в практике буровых работ широко используются ротационные вискозиметры (реометр фирмы OFITE 800, FANN 35A, ВСН-3 и другие).

Принцип работы ротационных вискозиметров основан на измерении сдвиговых напряжений в контролируемой среде, расположенной между составными цилиндрами. Мерой сдвиговых напряжений является крутящий момент на подвешенном цилиндре (внутреннем) при вращении внешнего цилиндра с постоянной угловой скоростью.

Для обработки результатов измерений с использованием модели Оствальда де Ваале, в которой показатель нелинейности (n) характеризует степень отклонения реологического поведения бурового раствора от поведения ньютоновских жидкостей. Снижение этого значения вызывает выполаживание эпюры скоростей потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины, в результате чего повышается ее транспортирующая способность, так как основная масса шлама оказывается в интервале максимальных скоростей.

Показатель нелинейности вычисляли по формуле:

$$n = 3.32 \cdot \lg \frac{\Phi_{600}}{\Phi_{300}} \quad (3)$$

где Φ_{300}, Φ_{600} – угол закручивания по шкале вискозиметра при скорости вращения ротора 300 об/мин и 600 об/мин, град.

Показатель (K) консистенции характеризует густоту или вязкость промывочной жидкости. С увеличением K увеличивается её транспортирующая и удерживающая способность, но вместе с тем увеличиваются и гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины, а также амплитуда колебаний давления при иницировании течения промывочной жидкости и выполнении спуско-подъемных операций (СПО), что повышает вероятность возникновения гидроразрыва пластов и нефтегазоводопроявлений.

Показатель консистенции определяли по формуле:

$$K = \frac{T_{300}}{\left(\frac{dv}{dr} \right)^n_{300}} = \frac{0.511}{511^n} \cdot \Phi_{300} \quad (4)$$

Из сравнений моделей Оствальда де Ваале и Ньютона получено соотношение для расчета эффективной вязкости в виде:

$$\mu_{\text{эф}} = K \cdot \left(\frac{dv}{dr} \right)^{n-1} \quad (5)$$

Эффективная вязкость ($\mu_{\text{эф}}$) характеризует вязкость некоторой неньютоновской жидкости, которая при той же скорости сдвига создает те же напряжения, что и ньютоновская жидкость. Эту вязкость можно считать общим показателем реологических свойств промывочных жидкостей, независимо от того, какой моделью описывается их реологическое поведение.

Пластическая вязкость ($\mu_{\text{пл}}$) характеризует долю сопротивлений, которые определяются силами взаимодействия частиц дисперсной фазы и среды и определяют интенсивность роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига. С увеличением пластической вязкости возрастают гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины, и снижается ресурс работы буровых насосов, а также доля гидравлической мощности, подводимой к забойному двигателю и долоту.

Пластическую вязкость, мПа·с, по этой методике определяли по формуле:

$$\mu_{\text{пл}} = \Phi_{600} - \Phi_{300} \quad (6)$$

Вследствие своей неньютоновской природы вязкость буровых растворов изменяется со скоростью сдвига. Поэтому измерения вязкости бурового раствора являются обоснованными только при скоростях сдвига, при которых они сняты.

Предельное динамическое напряжение сдвига (τ_0) косвенно характеризует сопротивление промывочной жидкости, возникающие при начале ее течения. С увеличением динамического напряжения сдвига увеличивается удерживающая способность промывочной жидкости, но вместе с тем возрастают гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины, амплитуда колебаний давления при пуске и остановке насосов, а также при выполнении спуско-подъемных операций.

Предельное динамическое напряжение сдвига, определяли по формуле:

$$\tau_0 = \varphi_{300} - \mu_{ПЛ} \quad (7)$$

Значения величины скорости сдвига на исследуемом приборе ZM-1001 соответствует таковым прибора OFITE-800, что упрощало методику обработки результатов (табл. 1).

Таблица 1. Зависимость скорости сдвига от частоты вращения.

Частота вращения, об/мин	Скорость сдвига, с ⁻¹
600	1022,00
300	511,20
200	340,80
100	170,40
60	102,20
30	51,12
6	10,22
3	5,11

Задачей исследования также являлось изучение соответствия методик измерения реологических параметров прибором OFITE и с помощью прибора отечественного производства ZM-1001 (Завод «Магнитоник», г. Краснодар) для выбора наиболее оперативного метода проведения этих исследований. Поэтому первичные отсчеты величин углов закручивания φ_{300} и φ_{600} использовали для расчета реологических параметров (методика OFITE) - $\mu_{эф}$ и τ , а также K и n . Основное преимущество методики с использованием прибора ZM-1001 заключается в прямом методе измерения величины эффективной вязкости ($\mu_{эф}$), что исключает необходимость проведения расчетных работ, предусматриваемых методикой с использованием прибора OFITE.

В табл. 2 приведены значения реологических параметров растворов, обработанных различными реагентами. Представленные показатели позволяют всесторонне охарактеризовать реологические свойства и связанные с ним функциональные возможности буровых растворов.

Для проведения исследований реологических свойств использовались буровые растворы, полученные на основе современных биополимерных и других реагентов.

Flo-Trol - используется для снижения водоотдачи в любых промывочных жидкостях на водной основе. В отличие от ПАЦ, КМЦ и других реагентов крахмальной группы не влияет на величину скорости сдвига буровой. Биоразложим.

Оснопак - это высоковязкая полианионная целлюлоза (ПАЦ) с высокой молекулярной массой. Оснопак предназначен для стабилизации и регулирования структурно-механических и фильтрационных свойств любых систем буровых растворов на водной основе с любой степенью минерализации: полимерглинистых и биополимерных. Оснопак применяется в качестве полимерной добавки, регулирующей фильтрационные и реологические свойства буровых растворов.

Ксантановая смола - высокоочищенный ксантановый биополимер с высокой молекулярной массой. Используется в качестве структурообразователя буровых растворов на водной основе, как пресных, так и сильно минерализованных.

Полиэлектролит ВПК - 402 высокомолекулярный катионный полимер линейно-циклической структуры, получаемый путем радикальной полимеризации мономера диметилдиаллиламмонийхлорида, который, в свою очередь, изготавливается из аллилхлорида и диметиламина нагреванием в щелочной среде.

При проведении исследований использовались современные виды материалов и реагентов.

Задачами проведения таких исследований являлось:

- установление закономерностей изменения реологических параметров в зависимости от вида полимерного реагента и его концентрации в растворе;

- выбор модели реологических параметров применительно к различным условиям получения полимерных растворов: водные растворы, глинистые растворы, минерализованные растворы;

- оценка возможностей оперативных измерений реологических параметров с использованием прибора прямого отсчета ZM-1001;

- анализ синергетического эффекта в получении реологической характеристики полимерных растворов, обработанных несколькими видами полимерных реагентов;

- оценка стойкости химических полимерных реагентов в условиях изменения величины минерализации буровых растворов;

- анализ параметров принятых реологических моделей применительно к различным рецептурам буровых полимерных растворов.

На основе полученных результатов по измерению реологических параметров исследуемых полимерных буровых растворов (табл. 2) были построены графические зависимости (рис. 1-3).

На рис. 1 приведена зависимость эффективной вязкости при частоте вращения гильзы прибора 300 об/мин - $\mu_{эф}$ (φ_{300}). Из графика на рис. 1

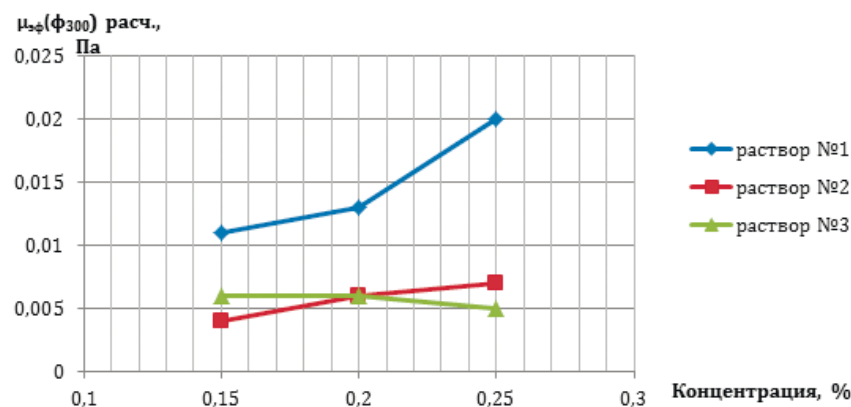


Рис. 1. Зависимость эффективной вязкости при φ_{300} от концентрации оснопака в растворе:

раствор 1 – вода + оснопак;
 раствор 2 – вода + оснопак + 1% NaCl;
 раствор 3 – вода + оснопак + 3,5% NaCl.

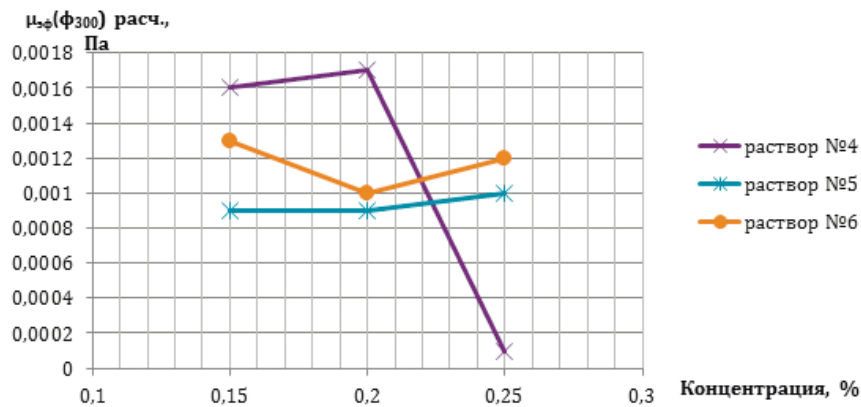


Рис. 2. Зависимость эффективной вязкости при ϕ_{300} от концентрации Flo-troll в растворе:
 раствор 4 – вода + Flo-troll;
 раствор 5 – вода + Flo-troll + 1% NaCl;
 раствор 6 – вода + Flo-troll + 3,5% NaCl.

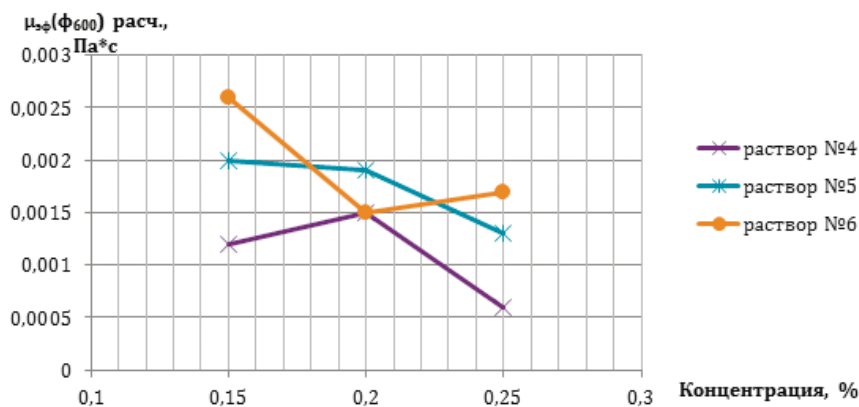


Рис. 3. Зависимость эффективной вязкости при ϕ_{600} от концентрации Flo-troll в растворе:
 раствор 4 – вода + Flo-troll;
 раствор 5 – вода + Flo-troll + 1% NaCl;
 раствор 6 – вода + Flo-troll + 3,5% NaCl.

видно, что при концентрации реагента оснопака равной 0,15 и 0,2% минерализация раствора по NaCl не приводит к изменению возрастающей зависимости $\mu_{\text{эф}}$ (ϕ_{300}). Однако, увеличение концентрации оснопака в растворе до 0,25% при минерализации 3,5% по NaCl происходит снижение эффективной вязкости с 0,006 до 0,005 Па, что объясняется уменьшением степени гидратации макромолекул полимера оснопак при увеличении величины минерализации. Поэтому в данных условиях полимеризации полимерный реагент оснопак целесообразно применять при концентрации в растворе до 0,2%.

При использовании полимера Flo-troll при тех значениях концентрации, что и оснопак отмечались более низкие значения эффективной вязкости

в пределах от 0,0001 до 0,0017 Па·с (рис. 2). Причем, увеличение концентрации исследуемого реагента от 0,15 до 0,25 % приводит к резкому снижению эффективной вязкости от 0,0016–0,0017 Па·с до 0,0001 Па·с, что объясняется разжижением полимерного водного раствора Flo-troll при увеличении его концентрации за счет образования мицеллярных агрегатов из макромолекул этого реагента.

Однако введение электролита NaCl и увеличение его концентрации от 1 до 3,5% приводит к монотонному увеличению эффективной вязкости до 0,001–0,0012 Па·с, что существенно ниже, чем для полимерного раствора на основе оснопака (рис. 1).

Более низкие значения эффективной вязкости для раствора на

основе реагента Flo-troll, объясняющиеся незначительными гидратными связями макромолекул его с диполями воды, позволяют при более высокой скорости сдвига и частоте вращения гильзы прибора 600 об/мин (рис. 3). В этом случае увеличение концентрации полимера Flo-troll от 0,15 до 0,25% приводило в основном к снижению эффективной вязкости в условиях повышенной минерализации 1–3,5% по NaCl, которая ослабляет гидратные связи макромолекул полимера Flo-troll с диполями воды.

Анализ реологических свойств полимерных растворов на основе нескольких полимерных реагентов позволил установить, что эффективный полимерный катионный реагент ВПК-402, применяющийся для регулирования ингибирующего действия по отношению к глино-содержащим горным породам оказывает несущественное влияние на величину эффективной вязкости в пределах исследуемых значений скорости сдвига. Так при увеличении концентрации в растворе ВПК-402 от 2,5 до 3,5 % величина эффективной вязкости изменялась в пределах от 0,01–0,14% до 0,015–0,15 Па·с.

Анализ значений показателя нелинейности позволил сделать вывод о том, что при более высоких значениях эффективной вязкости показатель нелинейности уменьшается, и находится в области псевдопластичных значений $n < 1$ (для растворов на основе полимера оснопак).

При уменьшении значений эффективной вязкости в случае применения полимерных растворов на основе Flo-troll происходит увеличение показателя нелинейности, значения которого переходили в область дилатантных жидкостей при $n > 1$.

При исследовании реологических свойств растворов на основе нескольких полимеров (Flo-troll, оснопак, ксантановая смола) при добавлении катионного полимера ВПК-402 в количестве от 2,5 до 3,5% показатель нелинейности находился в основном в области псевдопластичных жидкостей ($n < 1$), что позволяет таким растворам помимо выгодных реологических параметров обладать регулируемой проницаемостью в порах и капиллярах продуктивных коллекторов, обеспечивая сохранение их естественной проницаемости.

При этом можно утверждать, что эффективная вязкость полимерных

Таблица 2. Реологические параметры растворов.

№ п/п	Состав раствора	Концентрация	Параметры растворов											
			Единица измерения											
			φ_{300}	φ_{600}	$\mu_z(\text{изм.})_{300}$	$\mu_z(\text{изм.})_{600}$	k	n	τ_{300}	τ_{600}	$\mu_z(\text{расч.})_{300}$	$\mu_z(\text{расч.})_{600}$	$\mu_{\text{пл}}$	τ_0
			град.	град.	Па · с	Па · с	Па · с	-	Па	Па	Па · с	Па · с	Па · с	Па
1	Вода + оснолак (раствор 1)	0,15	11,2	17,2	0,015	0,023	0,12	0,61	5,72	8,7	0,011	0,009	6	5,2
2		0,2	13,1	20,4	0,017	0,027	0,125	0,64	6,70	10,42	0,013	0,01	7,3	5,8
3		0,25	20,4	35	0,027	0,046	0,08	0,78	10,42	17,87	0,02	0,017	14,6	5,8
4	Вода + оснолак + 1% NaCl (раствор 2)	0,15	3,9	8,70	0,006	0,012	0,0015	1,16	1,99	4,44	0,004	0,004	4,8	0,9
5		0,2	6	11,6	0,008	0,015	0,008	0,95	3,06	5,92	0,006	0,0057	5,6	0,4
6		0,25	7,2	12,9	0,017	0,017	0,019	0,84	3,68	6,59	0,007	0,006	5,7	1,5
7	Вода + оснолак + 3,5% NaCl (раствор 3)	0,15	5,9	11	0,008	0,015	0,012	0,9	3,015	5,61	0,006	0,006	5,1	0,8
8		0,2	5,9	8,4	0,008	0,0112	0,12	0,5	3,015	4,3	0,006	0,0041	2,5	3,4
9		0,25	4,5	8,7	0,006	0,115	0,006	0,95	2,3	4,44	0,005	0,0043	4,2	0,3
10	Вода + Flo-troll (раствор 4)	0,15	1,6	2,3	0,0022	0,0031	0,031	0,52	0,82	1,17	0,0016	0,0012	0,7	0,9
11		0,2	1,7	3	0,0022	0,004	0,005	0,82	0,87	1,53	0,0017	0,0015	1,3	0,4
12		0,25	0,1	1,2	0,0002	0,0016	$1 \cdot 10^{-7}$	3,58	0,05	0,61	$1 \cdot 10^{-4}$	0,0006	1,1	1
13	Вода + Flo-troll + 1% NaCl (раствор 5)	0,15	0,9	4	0,0013	0,0052	$6,9 \cdot 10^{-7}$	2,15	0,459	2,04	0,0009	0,002	3,1	2,2
14		0,2	0,9	3,9	0,0012	0,0052	$8,63 \cdot 10^{-7}$	2,11	0,459	1,98	0,0009	0,0019	3	2,1
15		0,25	1	2,7	0,0013	0,0036	$6,8 \cdot 10^{-5}$	1,43	0,511	1,38	0,001	0,0013	1,7	0,7
16	Вода + Flo-troll + 3,5% NaCl (раствор 6)	0,15	1,4	5,2	0,0018	0,0069	$5,4 \cdot 10^{-6}$	1,9	0,7154	2,65	0,0013	0,0026	3,8	2,4
17		0,2	1	3,1	0,0013	0,0041	$1,9 \cdot 10^{-5}$	1,63	0,511	1,58	0,001	0,0015	2,1	1,1
18		0,25	1,2	3,4	0,0016	0,0045	$5,3 \cdot 10^{-5}$	1,5	0,6132	1,73	0,0012	0,0017	2,2	1

Таблица 2 (окончание). Реологические параметры растворов.

№ п/п	Состав раствора	Концентрация	Параметры растворов											
			φ ₃₀₀	φ ₆₀₀	μэ(изм.) ₃₀₀	μэ(изм.) ₆₀₀	k	n	τ _{D300}	τ _{D600}	μэ(расч.) ₃₀₀	μэ(расч.) ₆₀₀	μ _{пл}	τ ₀
			Единица измерения											
			град.	град.	Па·с	Па·с	Па·с	-	Па	Па	Па·с	Па·с	Па·с	Па
19	вода + ВПК + 10% глицерин +	2,5	9,9	18,1	0,0131	0,024	0,023	0,87	5,06	9,24	0,0099	0,009	8,2	1,7
20	0,2% оснопок + 0,2% смола + 2% Flo-troll	3	10	22,8	0,0132	0,0302	0,003	1,19	5,11	11,64	0,01	0,011	12,8	2,8
21	(раствор №7)	3,5	10,7	28,4	0,0142	0,0375	0,0008	1,4	5,47	14,5	0,01	0,014	17,1	7
22	3% гл. р-р + ВПК + 10% глицерин +	2,5	131,2	165,1	0,15	0,18	8,5	0,33	67,04	84,34	0,13	0,082	33,9	97,3
23	2% KCl + 15% мел + 0,2% оснопок	3	141,6	170,9	0,16	0,19	13,3	0,27	72,36	87,31	0,14	0,085	29,3	112,3
24	+ 0,2% смола + 2% Flo-troll	3,5	152,6	181,1	0,17	0,2	16,7	0,24	77,98	92,52	0,15	0,09	28,5	124,1
	(раствор №8)													
25	3% гл. р-р + ВПК + 10% глицерин +	2,5	136,8	176,1	0,154	0,12	7,21	0,36	69,9	89,96	0,136	0,088	39,3	97,5
26	2% KCl + 15% мел + 0,1% оснопок	3	142,9	181,3	0,161	0,2	8,59	0,34	73,02	92,62	0,142	0,09	38,4	104,5
27	+ 0,1% смола + 2% Flo-troll	3,5	143,7	185,4	0,162	0,21	7,42	0,36	73,43	94,71	0,143	0,092	41,7	102

растворов характеризует долю сопротивлений, зависящих от сил сопротивления относительно перемещению молекул дисперсионной среды водного раствора.

Выносящая (транспортирующая) способность полимерного раствора будет определяться как величиной эффективной вязкости этого раствора, так и создаваемой таким раствором касательными напряжениями сдвига, зависящими линейно от величины этой вязкости и скорости сдвига.

В.В. Куликов [3] рекомендует при проектировании параметров промывки скважин использовать критерии подобия, известные как числа Архимеда (Ar), Рейнольдса (Re), Хендстрема (He) и др. Это позволяет увязать основные реологические параметры потока бурового раствора с физическими параметрами бурового транспортируемого шлама. Такие числа подобия широко используются для решения задач относительного перемещения частиц шлама в потоке промывочной жидкости:

$$Ar = \rho \cdot g \cdot (\rho_{ш} - \rho) \cdot \frac{d_{ш}^3}{\mu^2} \quad (9)$$

где: ρ - плотность транспортирующей жидкости;
 $\rho_{ш}$ - плотность транспортируемого шлама;
 $d_{ш}$ - диаметр частиц шлама;
 μ - пластическая вязкость промывочной жидкости.

$$Re = \frac{\rho \cdot v_{ш} \cdot d_{ш}}{\mu} \quad (10)$$

где $v_{ш}$ - скорость движения шлама.

$$He = \rho \cdot \tau_0 \cdot \frac{d_{ш}^2}{\mu^2} \quad (11)$$

где τ_0 - напряжение сдвига промывочной жидкости вблизи поверхности частицы шлама (динамическое напряжение сдвига).

При равномерном падении частиц шлама с постоянной скоростью – со скоростью витания ($v_B = v_{ш}$), значение которой можно рассчитать по формуле Риттингера:

$$v_B = v_{ш} = \frac{\mu \cdot \sqrt{\frac{4 \cdot Ar}{3 \cdot c}}}{\rho \cdot d_{ш}} \quad (12)$$

где c - коэффициент лобового сопротивления движению частиц шлама со скоростью ($v_B = v_{ш}$) относительно жидкости.

Решение задач в буровой гидравлике, как правило, сводится к определению анализируемых критериев подобия Re , Ar и He , а также величины коэффициента лобового сопротивления « c ». Используемые для этих расчетов зависимости, как правило, помимо аналитического критериального начала имеют экспериментальную основу, что не всегда удобно реализовать на практике.

Поэтому для решения задачи по определению транспортирующей способности буровых полимерных растворов, обладающих определенными значениями пластической вязкости μ , воспользуемся известной [3] зависимостью для расчетов значения коэффициента лобового сопротивления в виде:

$$c = \frac{36}{\sqrt{3 \cdot Ar}} + 0.67 \sqrt{1 - 6 \frac{He}{Ar}} \quad (13)$$

Для решения этой задачи воспользуемся разработанным нами алгоритмом:

1. Определяем пределы изменения величины μ и τ_0 для конкретных видов и составов буровых и полимерных растворов на основе экспериментальных данных.

2. По формуле (9) и (11) рассчитываем значение чисел Ar и He .

3. По формуле (13) рассчитываем значение коэффициента лобового сопротивления c .

4. Рассчитываем значение скорости витания по формуле (12).

5. Рассчитываем значение числа Рейнольдса по формуле (10).

6. Оцениваем возможность относительного перемещения частиц шлама в потоке бурового полимерного раствора при условии [3]:

› если $(6He) < Ar$ - частицы шлама будут тонуть при расчетных значениях коэффициента лобового сопротивления;

› если $(6He) \geq Ar$ - частицы шлама будут транспортироваться со скоростью течения бурового раствора.

7. По расчетным данным необходимо построить зависимости: $v_B = v_{ш} = f(\mu)$, $v_B = v_{ш} = f(\tau_0)$, $Re = f(\mu)$.

Данные зависимости позволяют проанализировать транспортирующую способность буровых полимерных растворов, имеющих определенные значения величины пластической вязкости μ и осуществить мероприятия по регулированию реологическими свойствами таких растворов.

Основной задачей наших экспериментальных исследований была работа по определению реологических параметров буровых полимерных растворов, которые оказывают существенное влияние на эффективность выноса шлама из скважин в процессе бурения. Эта задача особенно становится актуальной в случае применения биополимерных буровых растворов более сложных композиций с применением других высокомолекулярных полимерных и органических реагентов, позволяющих получать различные реологические модели при течении таких систем.

Результаты расчетов реологических параметров, по предложенному алгоритму характеризующих транспортирующую способность биополимерных растворов приведены в табл. 3.

Для анализа полученных результатов воспользуемся полученными графическими зависимостями.

Так установлено, что при увеличении пластической вязкости полимерного раствора от 0,0015 до 0,0013 Па · с скорость движения шлама увеличивается с 6,0 до 14,0 м/с, что позволяет интенсифицировать процесс промывки скважины (рис. 4).

При введении в состав бурового раствора комплекса полимерных реагентов и добавлении катионного полимера ВПК-402 происходит существенное увеличение пластической вязкости этого раствора, что уменьшает величину фильтрационного потока в продуктивный пласт. Однако это приводит к значительному увеличению расчетного значения скорости выноса шлама, что обеспечивает улучшение выносящей способности полимерного бурового раствора (рис. 5).

На основе результатов, приведенных в табл. 3, установлены зависимости величины коэффициента лобового сопротивления от исследуемых параметров Re , Ar и He , так для растворов на основе полимера онопак увеличение его концентрации приводит к повышению значений

Таблица 3. Расчетные значения реологических параметров биополимерных растворов.

№ п/п	Параметры раствора	Вода + оснопак (раствор 1)			Вода + Flo-troll + 3,5% NaCl (раствор 2)			3% гл. р-р + ВПК + 10% глицерин + 2% KCl + 15% мел + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll (раствор 3)		
		Концентрация биополимера						Концентрация ВПК-402		
		0,15	0,2	0,25	0,15	0,2	0,25	2,5	3	3,5
1	ρ	1,1			1,1			1,15		
2	g	9,8			9,8			9,8		
3	ρ _{III}	2,5			2,5			2,5		
4	d _{III}	0,03			0,03			0,03		
5	μ	0,0011	0,0013	0,02	0,0013	0,001	0,0012	0,13	0,14	0,15
6	τ ₀	5,2	5,8	5,8	2,4	1,1	1	97,3	112,3	124,1
7	Ar	3,36	2,41	1,01	241,1	407,4	282,9	0,024	0,02	0,018
8	He	42,54	33,9	14,3	1405,9	1089	687,5	5,95	5,93	5,7
9	c	0,009	0,005	0,002	2,56	22,04	18,84	6,8 · 10 ⁻⁷	4,8 · 10 ⁻⁷	3,7 · 10 ⁻⁷
10	ν _{III}	27,59	30,29	28,59	13,68	6,07	5,47	256,9	284,4	302,03
11	Re	82,78	76,9	47,17	347,4	200,4	150,5	68,18	70,09	69,46

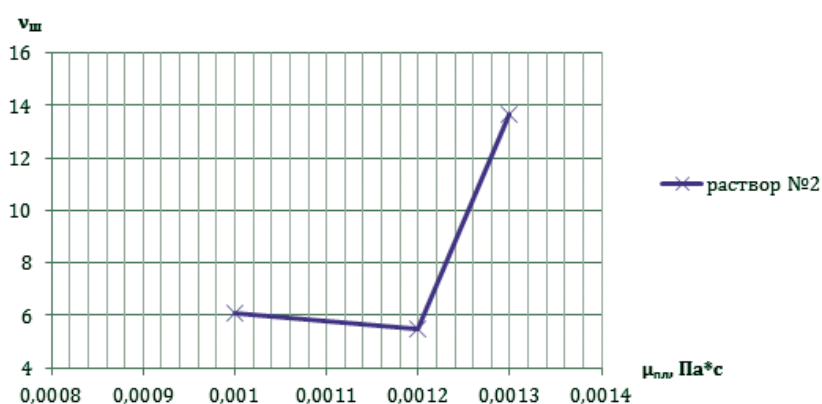


Рис. 4. Зависимость скорости движения шлама от пластической вязкости: раствор 2 – вода + Flo-troll + 3,5 % NaCl.

исследуемых параметров, а значит к снижению величины коэффициента лобового сопротивления, который определяет эффективность удаления шлама из скважины при бурении.

Реологические параметры бурового раствора $\mu_{пл}$ и τ_0 оказывают существенное влияние на величину коэффициента лобового сопротивления. Так, при всех видов исследуемых буровых растворов величина коэффициента лобового сопротивления снижается (рис. 6). Увеличение значений пластической вязкости за счет повышения концентрации полимеров в растворе сопровождается

снижением коэффициента лобового сопротивления (рис. 7).

По полученным результатам и расчетам можно сделать следующие выводы:

- в растворе с полимером оснопак увеличение эффективной вязкости $\mu_{эф}$ происходит в растворе на пресной воде и при добавлении в этот раствор малых концентраций (до 1%) электролита. При больших концентрациях электролита (24,5 г) происходит уменьшение эффективной вязкости $\mu_{эф}$ за счет насыщения электролитом ионизированных структурных элементов макромолекул оснопака;

- показатель нелинейности (n) зависит от природы материала.

Показатель нелинейности меняется в зависимости от концентрации полимерного агента в растворе и величины скорости сдвига;

- показатель консистенции (K) характеризует вязкость системы при низких относительных скоростях сдвига. Увеличение показателя консистенции (K) приводит к увеличению эффективной вязкости в затрубном пространстве, тем самым увеличивает эффективность выноса породы из ствола скважины;

- если увеличение показателя консистенции (K) не сопровождается соответствующим снижением показателя

нелинейности (n) это может привести к увеличению вязкости раствора в насадках долота и дополнительную потерю давления. Величина показателя консистенции зависит от типа загустителя и от общего содержания твердой фазы в жидкости. Показатель консистенции (K) может быть увеличен путем уменьшения показателя нелинейности (n), либо за счет повышения концентрации твердой фазы;

- наиболее эффективными являются биополимерные растворы в сочетании с катионным полимером и твердой фазой, так как показатель нелинейности в этих растворах имеет наименьшее значение. Малое значение константы n позволяет улучшить свойства жидкости по очистке скважина от шлама за счет увеличения эффективной вязкости в затрубном пространстве при малых скоростях сдвига;

- установлено, что прямой метод отсчета величины эффективной вязкости на приборе ZM-1001 дает хорошую сходимость с результатами расчета этой величины по методике с использованием прибора OFITE при ошибке не более 10-15%, что позволяет более оперативно выполнять исследования реологических параметров полимерных буровых растворов применительно к конкретным условиям бурения и концентрации полимерных реагентов в составе таких растворов;

- в результате проведения расчетов реологических параметров, полученные на основе измерений с помощью прибора ZM-1001, установлено, что измерения значения путем отсчета величины эффективной вязкости сходятся с расчетным значениям по выше приведенной формуле на 85-90%;

- установлены зависимости скорости транспортирования шлама от величины коэффициента лобового сопротивления и реологических параметров: пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига;

- получены закономерности изменения параметров Рейнольдса (Re), Архимеда (Ar) и Хендстрема (He) в зависимости от концентрации полимеров в буровых растворах, что позволило целенаправленно осуществлять регулирование выносящей способности буровых полимерных растворов.

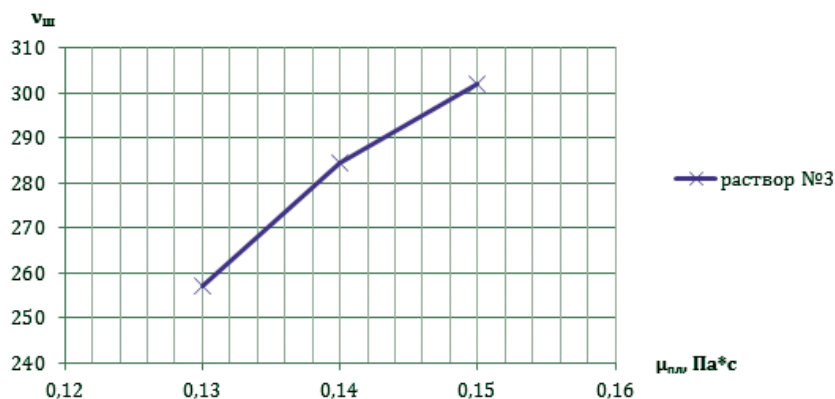


Рис. 5. Зависимость скорости движения шлама от пластической вязкости: раствор 3 – 3% гл. р-р + ВПК + 10% глицерин + 2% KCl + 15% мел + 0,2% оснопак + 0,2% смола + 2% Flo-troll.

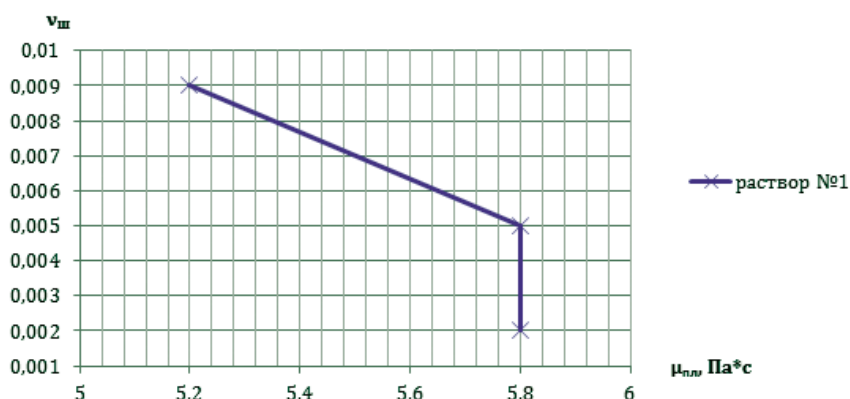


Рис. 6. Зависимость величины коэффициента лобового сопротивления от динамического напряжения сдвига: раствор 1 – вода + оснопак.

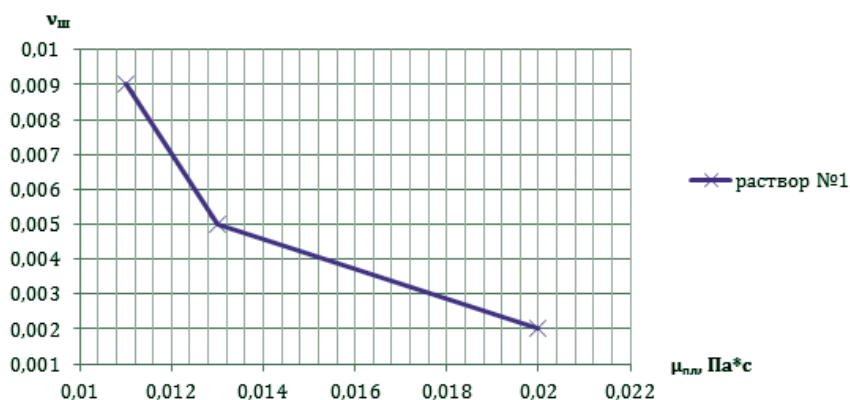


Рис. 7. Зависимость величины коэффициента лобового сопротивления от пластической вязкости: раствор 1 – вода + оснопак.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кашкаров Н.Г., Сенюшкин С.В. Оценка эффективности контроля реологических свойств бурового раствора при строительстве горизонтальных скважин // Строительство нефтяных скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. - №5. - с. 36-41.
2. Крылов В.И., Крецул В. Реологическое моделирование биополимерных промывочных жидкостей. Специальное приложение к журналу «Нефть и капитал». – М.: ИД «Нефть и капитал», 2002. - №5. - с. 16-20.
3. Куликов В.В. Применение числа Хендстрёма и других чисел механического подобия при проектировании режима промывных скважин. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. - №4. - с. 20-21.
4. Маковей Н. Гидравлика в бурении. М.: Недра, 1986. - с. 536.
5. Петров Н.А. Отечественные и зарубежные полимерные реагенты для буровых растворов. Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – Уфа: УГНТУ, 2016. - №1.
6. Соловьев Н.В., Малухин Н.Г., Соловьев Е.Н. Анализ факторов, обуславливающих эффективность транспортирования шлама в горизонтальных скважинах при использовании газожидкостной смеси. // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2008. - №3. - с. 19-22.
7. Соловьев Н.В., Соловьев Е.Н., Бейкель В.А., Золтуев Н.Е. Полимерные промывочные жидкости для бурения горизонтальных скважин. – М.: РИОН, 2013. - №5. - с. 47-53.
8. Соловьев Н.В., Чан Суан Дао, Нгуен Тиен Хунг. Анализ рациональных условий применения ингибирующих буровых растворов при проходке нефтяных скважин в бассейне «Кью Лонг» (СРВ). // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2016. - №1. с. 16-23.

REFERENCES

1. Kashkarov N.G., Senyushkin S.V. Of control of the rheological properties of drilling mud during horizontal well construction: assessment of efficiency // Construction of oil wells on land and at sea. M.: PJSC "VNIOENG", 2007. - #5. - p. 36-41.
2. Krylov V.I., Cretul V. Rheological modeling of biopolymeric drilling fluids. Special Supplement to the magazine "Oil and capital". – M.: Publishing house "Oil and capital", 2002. - #5. - p. 16-20.
3. Kulikov V.V. Application of the number of Hedstrom and other numbers of mechanical similarity in the design mode of wash wells. // Construction of oil and gas wells on land and at sea – M.: PJSC "VNIOENG", 2010. - #4. - p. 20-21.
4. Macovei N. Hydraulics in drilling. M.: Nedra, 1986. - p. 536.
5. Petrov N.A. Domestic and foreign polymer reagents for drilling fluids. Electronic journal "Oil and gas". – Ufa: UGNTU, 2016. – #1.
6. Solov'ev N.V., Maluhin N.G., Solov'ev E.N. Analysis of factors contributing to the efficiency of slurry transportation in horizontal wells when using a gas-liquid mixture. // Petroleum engineer. - M.: LLC "IDS Drilling", 2008. - #3. - p. 19-22.
7. Solov'ev N.V., Solov'ev E.N., Bejkel' V.A., Zoltuev N.E. Polymer washing liquid in horizontal well drilling. – M.: RION, 2013. - #5. - p. 47-53.
8. Solov'ev N.V., CHan Suan Dao, Nguen Tien Hung. Analysis of rational conditions of application of the inhibiting drilling fluids for sinking of oil wells in the basin Kyu long" (Vietnam). // Petroleum engineer. – M.: LLC "IDS Drilling", 2016. - #1. - p. 16-23.

УДК 622.24.063

Буровые растворы для сохранения фильтрационно-емкостных свойств коллектора при первичном вскрытии пласта

Х.Н. Курбанов – аспирант
(МГРИ-РГГРУ)

В процессе строительства скважины наиболее существенные изменения фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) происходят в её околоствольной зоне. Ухудшение ФЕС на начальной стадии эксплуатации скважины оказывает влияние не только на её производительность, но и на темпы разработки месторождения и конечный коэффициент нефтегазоизвлечения. ФЕС ухудшаются вследствие засорения пласта различными веществами во время первичного вскрытия, цементирования обсадной колонны, вторичного вскрытия перфорацией и при проведении ремонтных работ в скважине.

Выбор состава бурового раствора для первичного вскрытия продуктивных пластов, обеспечивающего минимальное загрязнение коллекторов и сохранение фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивных коллекторов, является важнейшей задачей строительства скважин.

Для выбора рационального типа бурового раствора, обеспечивающего повышение качества первичного вскрытия, проведены исследования по изучению влияния состава технологических жидкостей на изменения ФЕС продуктивного пласта.

Исследования проводились на установке FDES-645 с целью определения изменений в характеристиках поведения коллектора, которые могут возникнуть в результате

различных работ, связанных с воздействием бурового раствора при бурении и ремонте скважин (рис. 1).

В табл. 1 приведены основные технические параметры установки FDES-645 для оценки загрязняющего воздействия бурового раствора на натурных кернях из продуктивного пласта.

Некоторые из возможных опытов включают в себя исследование по определению миграции мелких и

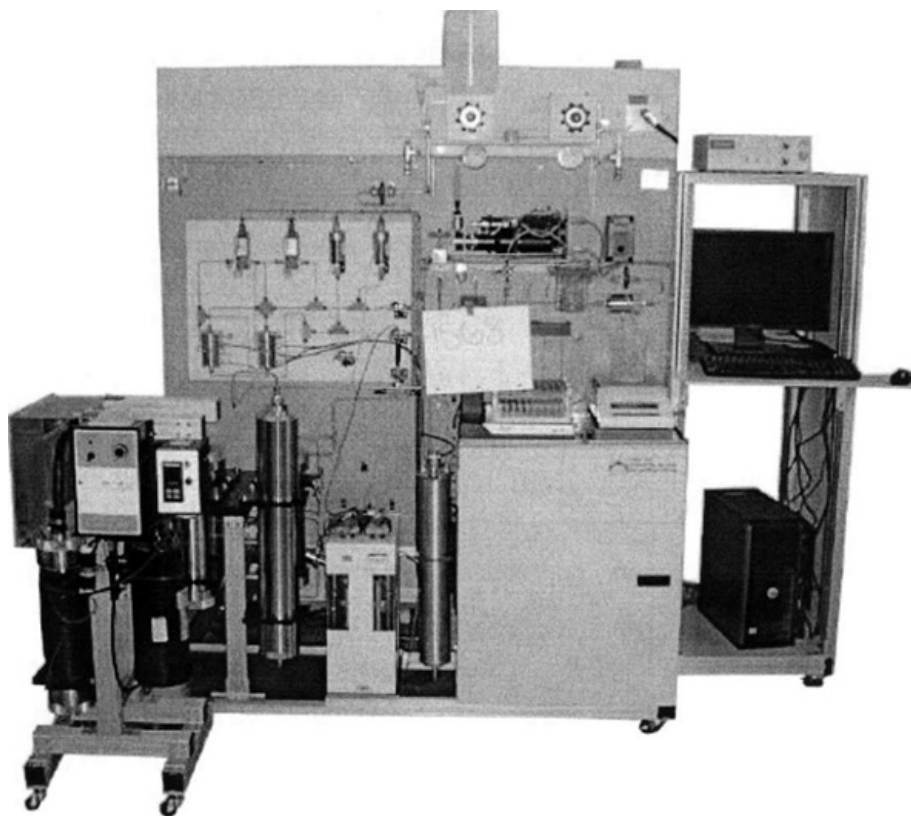


Рис. 1. Общий вид установки FDES-645 для оценки загрязняющего воздействия бурового раствора на натурных кернях из продуктивного пласта.

Таблица 1. Технологические параметры установки FDES-645.

Параметр	Система для оценки повреждения продуктивного пласта FDES-645
Пластовое давление, МПа	до 34,5 (5000 psi)
Горное (обжимное) давление, МПа	до 70 (10000 psi)
Рабочая температура, °C	до 150
Диапазон задаваемых расходов при фильтрации, см ³ /мин	0-50
Точность поддержания расхода насосами, % от установленного значения	±0,3
Длина керна, м	0,025-0,1
Диаметр керна, м	0,02-0,04

твёрдых частиц, стимулированию обработки химическими реагентами, динамической и статической фильтрации, обратной проницаемости и критической скорости. Обычно эти опыты могут быть проведены как в прямом, так и обратном направлении с интервалами потока, задаваемыми по равновесию дифференциального давления, объёму или времени [1].

Основными измеряемыми параметрами на установке FDES-645 являются перепад давления и фазовая проницаемость. К контролируемым параметрам относятся объёмная подача насосов, поровое и обжимное (горное) давление.

Основополагающим документом для подготовки исследуемого образца, измерительной системы, флюидов, проведения фильтрационного эксперимента на установке двухфазной фильтрации является «Методика определения коэффициента проницаемости по жидкостям горных пород при моделировании скважинных условий с применением автоматизированной системы для повреждения пласта FDES-645», регламентированная в МВИ № 01.04.046 [1].

При подготовке к проведению экспериментальных работ по исследованию фильтрационных характеристик образцов керна в качестве методической основы для подготовки образцов и флюидов применялись положения ГОСТ 26450.0-85 [2] и ОСТ 39-195-86 [3].

Из керна материала коллекторов терригенных пород (кернаохранилище АО «Туйское НИГП») высверливались образцы полного керна (рис. 2).

Исходные керна образцы представляют собой выбуренные параллельно напластованию цилиндрические образцы правильной формы длиной около 3-5 см и диаметром около 3 см. Перед измерениями образцы подвергались экстракции спиртобензольной смесью (соотношение компонентов 1:3) для удаления возможно содержащихся остаточных углеводородов и других посторонних веществ, затем высушиванию до постоянной массы при температуре $t = 102-105$ °C. При подготовке эксперимента по изучению фильтрационных характеристик керна образцов за исходное значение проницаемости принимается значение проницаемости по

газу (азоту), проведенное после описанных подготовительных процедур [1].

Образцы керна представлены крупно-среднезернистыми и мелкозернистыми песчаниками верхнего венда с плотностью от 2,60 до 2,72 г/см³.

При исследовании проникновения бурового раствора в модель пласта и влияния его на фильтрационные характеристики модели пласта, работы проводились в следующей последовательности:

- сборка испытуемого образца в кернадержателе;
- насыщение собранного в кернадержателе испытуемого образца керосином при моделируемых пластовых условиях;
- определение проницаемости испытуемого образца по керосину при пластовых условиях (в прямом и обратном направлениях);
- фильтрация бурового раствора через испытуемый образец в направлении, обратном направлению, моделирующему приток углеводородов в скважину, при пластовых условиях;

- выдержка испытуемого образца с фильтратом при пластовых условиях в течение 24 часов;

- удаление фильтрационной корки бурового раствора с того торца испытуемого образца, который находился в контакте с буровым раствором при пластовых условиях;

- определение фазовой проницаемости испытуемого образца для керосина при пластовых условиях (в обратном направлении).



Рис. 2. Образцы керна, высверленные из образцов керна материала.

Проницаемость по технологической жидкости определяется по данным, полученным при фильтрации ее через тот же образец породы, что и испытанный по керосину при различных значениях подачи насосов (минимум 3).

Коэффициент проницаемости вычисляли по формуле:

$$K = \frac{\mu \cdot L \cdot V}{\Delta P \cdot S \cdot t} \quad (1)$$

где: K - коэффициент проницаемости образца, мД;

μ - динамическая вязкость жидкости, мПа·с;

L - длина образца, м;

V - прокаченный объем, м³;

ΔP - перепад давлений, Па;

S - площадь поперечного сечения, м²;

t - длительность прокачки, с.

Коэффициент восстановления проницаемости вычисляли как отношение проницаемостей до и после воздействия исследуемой жидкости по формуле:

$$\beta = \frac{K_2}{K_1} \cdot 100\% \quad (2)$$

Контроль стабильности результатов измерений обеспечивали проверкой средств измерений, применяемых при измерении коэффициента проницаемости, и периодической проверкой соблюдения процедур измерения.

Результаты этих исследований приведены в табл. 2, используя которые были построены графики зависимости коэффициента восстановления проницаемости от концентрации катионного полимера ВПК-402 для различных рецептур бурового раствора.

На основании проведенных исследований можно сделать вывод, что основное отрицательное влияние на коллекторские свойства оказывает фильтрат бурового раствора. Ввод кольматанта и коркообразователя мела уменьшает проникновение фильтрата в коллектор, и позволяет повысить коэффициент β восстановления проницаемости образцов керна. Существенно повышают этот коэффициент β составы с содержанием полисахаридов, кольматанта и спиртов, в качестве деэмульгаторов эмульсий. Дальнейшие исследования проводили по оценке влияния полимерного бурового раствора с

добавлением катионного полимера на восстановление проницаемости керна. В ходе исследований было выявлено, что использование в биополимерном растворе катионного полимера ВПК-402 повышает восстановление коэффициента проницаемости за счет увеличения ингибирующих свойств раствора и повышения устойчивости глинистых пород (рис. 3).

В настоящее время ингибирующие катионные буровые растворы применяются при бурении на Астраханском ГКМ [4, 5, 6], которые позволили получить существенный эффект.

Таким образом, разработанные составы буровых растворов на полимерной основе с добавлением катионного полимера и многоатомных спиртов можно эффективно использовать для первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, а также при проведении капитального ремонта скважин.

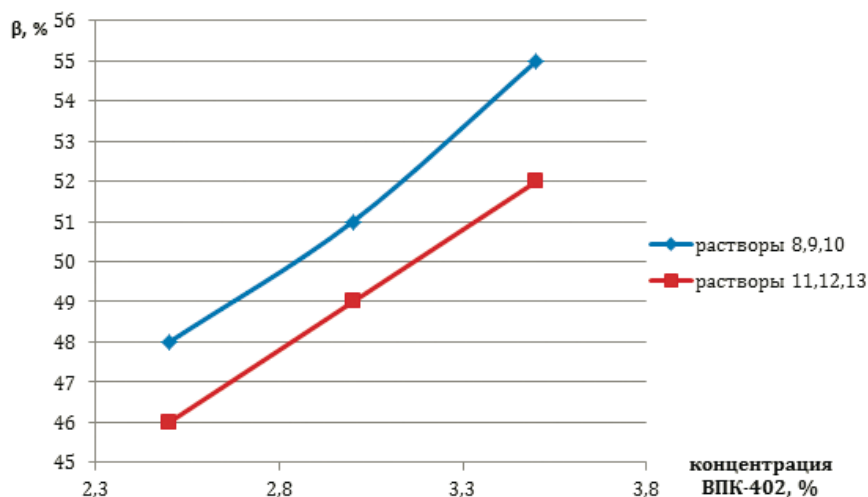


Рис. 3. Зависимость коэффициента восстановления проницаемости от концентрации ВПК-402, примечание: составы растворов приведены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты исследований на ФЕС раствора по керну.

№ п/п	Тип бурового раствора	Длина, м	Диаметр, м	Прямая проницаемость, мД	Обратная проницаемость, мД	Состав раствора	Проницаемость после воздействия раствора, мД	β, %
1	без твердой фазы	0,51	0,38	17	17,3	вода + 0,1% Оснопак + 2% Flo-troll + 0,1% биополимер (раствор 1)	3,2	18
2		0,51	0,37	38,74	38,74	вода 300 мл + 0,1% Оснопак + 1% Flo-troll + 0,1% биополимер (раствор 2)	6,3	16
3		0,51	0,38	36,69	36,75	вода 300 мл + 2% Flo-troll (раствор 3)	4,8	13
4		0,51	0,38	26,44	25,92	вода 300 мл + 0,1% Оснопак + 2% Flo-troll + 10% глицерин (этанол) (раствор 4)	8,3	32
5		0,51	0,37	58,55	58,92	вода 300 мл + 0,1% Оснопак + 2% Flo-troll + 10% ацетон (раствор 5)	18,2	31
6		0,51	0,38	35,37	34,51	вода 300 мл + 3% ВПК + 10% глицерин + 0,2% оснопак + 0,2% биополимер + 2% Flo-troll (раствор 6)	12,8	37
7	с твердой фазой	0,51	0,38	29,15	27,63	3% гл. р-р + 10% глицерин + 15% мел + 0,2% оснопак + 0,2% биополимер + 2% Flo-troll (раствор 7)	10,1	35
8		0,51	0,38	34,82	34,09	3% гл. р-р + 2,5% ВПК + 10% глицерин + 15% мел + 0,2% оснопак + 0,2% биополимер + 2% Flo-troll (раствор 8)	16,4	48
9		0,51	0,38	37,8	37,2	3% гл. р-р + 3% ВПК + 10% глицерин + 15% мел + 2% KCl + 0,2% оснопак + 0,2% биополимер + 2% Flo-troll (раствор 9)	18,9	51
10		0,51	0,38	23,5	23,8	3% гл. р-р 300 мл + 3,5% ВПК + 10% глицерин + 15% мел + 2% KCl + 0,2% оснопак + 0,2% биополимер + 2% Flo-troll (раствор 10)	13,1	55
11		0,51	0,38	34,6	34,8	3% гл. р-р 300 мл + 2,5% ВПК + 10% глицерин + 2% KCl + 15% мел + 0,1% оснопак + 0,1% биополимер + 2% Flo-troll (раствор 11)	16	46
12		0,51	0,38	36,2	35,4	3% гл. р-р 300 мл + 3% ВПК + 10% глицерин + 2% KCl + 15% мел + 0,1% оснопак + 0,1% биополимер + 2% Flo-troll (раствор 12)	17,3	49
13		0,51	0,38	26,2	25,6	3% гл. р-р 300 мл + 3,5% ВПК + 10% глицерин + 2% KCl + 15% мел + 0,1% оснопак + 0,1% биополимер + 2% Flo-troll (раствор 13)	13,3	52

ЛИТЕРАТУРА

1. «Методика определения коэффициента проницаемости по жидкостям горных пород при моделировании скважинных условий с применением автоматизированной системы для повреждения пласта FDES-645», регламентированная в МВИ №01.04.046.
2. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. – М.: Издательство стандартов, 1985.
3. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1986.
4. Гайдаров А.М., Курбанов Х.Н., Опыт применения катионного бурового раствора. // Инженер нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. - №2. - с. 25-29.
5. Курбанов Х.Н. Результаты исследования влияния полимерных буровых растворов на фильтрационно-емкостные свойства, VIII Международная межвузовская научная конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодые - наукам о Земле». – М.: МГРИ-ПГГРУ, 2016.
6. Гайдаров М.М-Р и др. Новые системы буровых растворов при строительстве скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков – М.: ДООО «Бургаз», 2015. - №4. - с. 61-68.

REFERENCES

1. "Method for determining coefficient of permeability by fluids in rocks under downhole conditions using an automated system of the formation damage FDES-645", regulated in measurement procedure #01.04.046.
2. GOST 26450.0-85. Rocks. General requirements to selection and preparation of samples for determination of reservoir properties. – M.: Publishing house of standards, 1985.
3. Industrial Standard 39-195-86. Method of determining the coefficient of oil displacement by water in laboratory conditions. – M.: Ministry Of Petroleum Industry, 1986.
4. Gaidarov A.M., Kurbanov H.N. Cationic drilling fluid experience // Petroleum engineer. – M.: LLC "IDS Drilling, 2015. - #2. - p. 25-29.
5. Kurbanov Kh.N. The results of the study of the influence of polymer drilling fluids, reservoir properties, VIII international interuniversity scientific conference of students, postgraduates and young scientists "Young - Earth Sciences". – Moscow: MGRI-RSGPU, 2016. - p. 25.
6. Gaidarov M. M-R etc. New system of drilling fluids during well construction // Bulletin of the Association of drilling contractors – M.: DLLC "Burgaz", 2015. - #4. - p. 61-68.

УДК 622.24.063.2

Сравнительное исследование состава и свойств выпускаемых промышленно полисахаридных реагентов отечественного и импортного производства

Р.Р. Сагитов – аспирант; К.М. Минаев – канд. хим. наук, доцент
(Национальный исследовательский Томский политехнический университет)

Качество и безопасность строительства скважин напрямую зависят от используемых буровых и тампонажных жидкостей, которые должны предупреждать возможные технологические осложнения в процессе

бурения и крепления скважины, минимизировать загрязнение продуктивного пласта дисперсной фазой и дисперсионной средой, а также частицами уже выбуренной породы. В связи с этим буровой раствор

должен иметь структуру, которая способна качественно выносить выбуренную породу, при этом сохраняя баланс в системе, не позволяя растворяться мелкодисперсной фазе шлама, способствующей к увеличению содержания реактивных глинистых компонентов. Кроме того, структурированные растворы для вскрытия продуктивных толщ, на примере полимерных ингибирующих растворов у которых нет твердой фазы, должны обладать низкой водоотдачей, и обеспечить кольматацию пристволенной зоны кислоторастворимым веществом [1].

Для обеспечения хороших структурирующих свойств, низких значений фильтрации растворов широко используют полисахаридные реагенты, среди которых наибольшее применение находят продукты растительного происхождения (крахмал, целлюлоза, гуар), и микробиологического синтеза (ксантан, декстран). Данные вещества в исходном виде практически не применяются, производятся их модификация и очистка с целью придания им заданных технологических свойств.

На данный момент вследствие сложившейся обстановки в нефтегазовой отрасли, а именно повышенные требования заказчика к качеству вскрытия продуктивных горизонтов, усложнение траекторий скважин, бурение горизонтальных стволов, ужесточение экологических норм, предъявляются особые требования к промывочным жидкостям и тампонажному раствору. Теперь они должны быть взаимосвязаны, дополняя друг друга на разных стадиях строительства скважины, не влияя при этом на качество работ в процессе бурения, крепления и освоения скважин [2].

Наиболее крупнотоннажными химическими реагентами являются простые эфиры целлюлозы, среди которых наиболее широко используется натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы. До конца XX века в основном использовали средневязкие марки КМЦ, которые в основном выполняли функции понизителя фильтрации. При этом реологические свойства растворов определялись комплексным применением бентонитовых глин и ряда других реагентов [3]. При увеличении потребностей бурения с использованием малоглинистых или безглинистых систем буровых растворов для проводки наклонно-направленных скважин, горизонтальных стволов и вскрытия продуктивного пласта появилась необходимость разделения функций реагентов на основе карбоксиметилцеллюлозы. Низковязкие реагенты стали использовать для снижения водоотдачи промывочных жидкостей, а высоковязкие для регулирования реологических и структурно-механических свойств. Таким образом, условно можно выделить 4 типа реагентов на основе карбоксиметилцеллюлозы, которые входят в ряд полисахаридных реагентов, нашедших наибольшее применение в современных системах буровых растворов в виде: КМЦ низковязкий, который сокращенно обозначают КМЦ НВ (на англ. СМС LV), КМЦ высоковязкий (КМЦ ВВ, англ. СМС HV), а также полианионная целлюлоза низковязкая (ПАЦ НВ, англ. PAC LV) и полианионная целлюлоза высоковязкая (ПАЦ ВВ, англ. PAC HV) [3, 4]. Наибольший интерес представляет полианионная целлюлоза, которая является высокоочищенной натриевой солью карбоксиметилцеллюлозы со степенью замещения больше 0,9 [5]. Полианионная целлюлоза обладает большей солестойкостью и термостойкостью по сравнению с карбоксиметилцеллюлозой, поэтому подходит для использования в минерализованных буровых системах.

К сожалению, качество предлагаемых реагентов не всегда соответствует заявленному. Низкое качество полимеров приводит к их перерасходу, повышению затрат на закупку реагентов и стоимости скважины в целом. Для определения качества реагентов были проведены исследования состава и свойств, промышленно выпускаемых полисахаридных реагентов, при этом испытаны образцы следующих предприятий: ЗАО «Полицелл», ООО «Бия-Синтез», MI Swaco, ООО «Спринг», ГК Миррико, SE Tylose GmbH & Co (табл. 1). Выбор данных реагентов обусловлен их широким применением и доступностью, а также разнообразием их ценовой категории.

Методики проведения исследований полисахаридных реагентов основаны на следующих стандартах:

1. ТУ 2231-002-50277563-2000 Натрий-карбоксиметилцеллюлоза техническая,
2. ISO 10426-1, Petroleum and natural gas industries -Drilling fluids - Laboratory testing,
3. ГОСТ 1.4.160-2.022.14 (ISO 13500:2008) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы буровых растворов. Технические требования и испытания.

При проведении сравнительных испытаний установлено, что все образцы ПАЦ имеют степень замещения чуть больше 0,9, что показано в табл. 2. Только образцы компании ООО «Спринг» ПАЦ НВ и M-I SWACO PolyPAC ELV имеют степень замещения больше 1,0. Содержание основного вещества варьируется от 53 до 95%. Наибольшее содержание карбоксиметилцеллюлозы получено в образцах компании M-I SWACO. Данные образцы представляют собой очищенную натриевую соль карбоксиметилцеллюлозы с высокой степенью замещения и формально только эти образцы можно отнести к очищенным реагентам ПАЦ. Однако в РФ к ПАЦ относят технический продукт натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы со степенью замещения выше 0,9 без привязки к степени чистоты продукта [5]. Несмотря на это, максимальная кажущаяся вязкость получена при испытании ПАЦ НВ производства ЗАО «Полицелл», содержание основного вещества в котором составило 62%. Данный реагент изготовлен из хлопковой целлюлозы и имеет высокую молекулярную массу, что определяет высокую вязкость растворов ПАЦ НВ. Исходное сырье для синтеза PolyPAC R компанией M-I SWACO не раскрывается, но данный реагент позиционируется в первую очередь как понизитель фильтрации, способный в случае необходимости поддерживать реологические свойства бурового раствора. Поэтому PolyPAC R является универсальным полисахаридным реагентом, способным выполнять несколько функций в составе бурового раствора. В ходе сравнительных испытаний установлено, что реагент PolyPAC ELV обеспечивает минимальную фильтрацию бурового раствора, при этом обладает незначительным загущающим действием.

В образцах предприятия ООО «Бия-Синтез» отмечается незначительное присутствие крахмалсодержащих полисахаридов, что недопустимо для КМЦ и ПАЦ по стандартам, регламентирующим качество материалов для строительства скважин. Структурообразователи данного производителя значительно уступают по реологическим свойствам другим испытанным реагентам, понизитель фильтрации ООО «Бия-Синтез» имеет коричневую окраску, можно предположить, что он изготовлен из сырья которое не прошло делигнификацию, поэтому в буровом растворе с добавкой данного реагента наблюдается повышенное пенообразование.

Таблица 1. Выбранные для сравнительного исследования полисахаридные реагенты.

Производитель (Поставщик)	Тип реагента	Наименование реагента	Назначение
1	2	3	4
1. ООО «Бия-Синтез»	Высоковязкая полианионная целлюлоза	ПАЦ ВВ	Структурообразователь
	Высоковязкая полианионная целлюлоза	ПАЦ ВВ «Экстра»	Структурообразователь
	Низковязкая полианионная целлюлоза	ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации
	Техническая средневязкая карбоксиметилцеллюлоза	КМЦ 85/600	Понизитель фильтрации, структурообразователь
	Техническая высоковязкая карбоксиметилцеллюлоза	КМЦ 85/1000	Понизитель фильтрации, структурообразователь
2. ЗАО «Полицелл»	Высоковязкая полианионная целлюлоза	ПАЦ ВВ	Структурообразователь
	Низковязкая полианионная целлюлоза	ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации
	Карбоксиметилированный крахмал	КМК-БУР	Понизитель фильтрации
	Гидроксиэтилцеллюлоза	Сульфацилл-2 Марка 25	Понизитель фильтрации тампонажных растворов
	Гидроксиэтилцеллюлоза	Сульфацилл-2 Марка 150	Понизитель фильтрации тампонажных растворов
3. SE Tylose GmbH & Co.	Гидроксиэтилцеллюлоза	Tylose H	Понизитель фильтрации тампонажных растворов
4. M-I SWACO	Полианионная целлюлоза	PolyPAC R	Понизитель фильтрации структурообразователь
	Низковязкая полианионная целлюлоза	PolyPAC ELV	Понизитель фильтрации
	Техническая низковязкая карбоксиметилцеллюлоза	СМС LV	Понизитель фильтрации
5. ООО «Спринг»	Низковязкая полианионная целлюлоза	ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации
6. ГК «Миррико»	Низковязкая полианионная целлюлоза	ОСНОПАК НО	Структурообразователь
	Модифицированный крахмал	Амилор	Понизитель фильтрации
	Техническая низковязкая карбоксиметилцеллюлоза	Qolicel LV	Понизитель фильтрации

Образцы понизителей фильтрации на основе полианионной целлюлозы предприятий ГК «Миррико» и ООО «Спринг» имеют высокую степень замещения и обеспечивают низкую фильтрацию промывочной жидкости при среднем загущении раствора.

В табл. 3 представлены результаты сравнительных испытаний образцов полисахаридных реагентов на основе карбоксиметилцеллюлозы. Все исследованные образцы КМЦ имеют степень замещения в районе 0,85, максимальная массовая доля основного вещества содержится в СМС LV производства M-I SWACO. Данный

реагент также обеспечивает минимальную фильтрацию бурового раствора среди испытанных образцов. Реагент производства ГК «Миррико» обладает очень высокой кажущейся вязкостью для понизителя фильтрации.

В табл. 4 представлены результаты сравнительных испытаний полисахаридных реагентов на основе крахмала. Испытанные образцы модифицированных крахмалов имеют сходные характеристики и свойства, в пресных растворах обеспечивают фактически равную фильтрацию промывочных жидкостей. При этом понизитель фильтрации КМК-Бур является карбоксиметилкрахмалом, в

Таблица 2. Результаты сравнительных испытаний образцов полисахаридных реагентов на основе полианионной целлюлозы.

Производи- тель	Реагент	Результаты испытаний							
		Массовая доля воды (влаж- ность, %)	Степень замещения по карбоксильным группам	Массовая доля основного вещества, %	Растворимость в воде, г/см³	Кажущаяся вязкость, сПз	рН водного 1,0% раствора	Показатель статической фильтрации пресного раствора см³/30 мин	Результаты теста на отсутствие крахмальных реагентов
ООО «Бия- Синтез»	ПАЦ ВВ	9	0,92	53	97,5	42,5	8,7	13,2	присутствует
	ПАЦ ВВ «Экстра»	9,0	0,96	69	97,5	55	10,4	13,8	отсутствуют
	ПАЦ НВ	9,2	0,95	54,8	98,5	25	8,2	12,4	присутствует
ЗАО «Полицелл»	ПАЦ НВ	10	0,91	62	98,3	99	8,6	13,5	отсутствуют
	ПАЦ НВ	7	0,93	63	98	22	8,2	11,5	отсутствуют
М-І SWACO	PolyPAC R	9	0,92	95	98	88	8,1	13,1	отсутствуют
М-І SWACO	PolyPAC ELV	8	1,15	96	98	14	8,0	9,0	отсутствуют
ООО «Спринг»	ПАЦ НВ	9,2	1,10	69,9	98,5	23	8,2	10,2	отсутствуют
ГК «Миррико»	ОСНОПАК НО	9,8	0,98	55	98,9	25	7,5	11,3	отсутствуют

Таблица 3. Результаты сравнительных испытаний образцов полисахаридных реагентов на основе карбоксиметилцеллюлозы.

Производи- тель	Реагент	Результаты испытаний								Результаты теста на отсутствие крахмальных реагентов
		Массовая доля воды (влаж- ность, %)	Степень замещения по карбоксильным группам	Массовая доля основного вещества, %	Растворимость в воде, г/см ³	Кажущаяся вязкость, сПз	pH водного 1,0% раствора	Показатель статической фильтрации пресного раствора см ³ /30 мин		
ООО «Бия- Синтез»	КМЦ 85/600	8,5	0,84	53	98	18	8,7	20,5	присутствует	
	КМЦ 85/1000	9,2	0,85	52,6	98,5	37	8,2	15,5	присутствует	
М-І SWACO	СМС LV	8,6	0,85	68,3	97,6	18,5	7,3	13,5	отсутствуют	
ГК «Миррико»	Qolice! LV	10	0,86	59	98	65	8,3	14,3	отсутствуют	

Таблица 4. Результаты сравнительных испытаний полисахаридных реагентов на основе крахмала.

Производитель	Реагент	Результаты испытаний					
		Массовая доля влаги, %	Степень замещения по карбоксильным группам	Массовая доля основного вещества, %	Растворимость в воде, %	Показатель статической фильтрации пресного раствора см ³ /30 мин	Насыпная плотность, кг/м ³
ГК «Миррико»	Амилор	7,5	-	-	100	8	526
ЗАО «Полицелл»	КМК-БУР	10	0,22	60	100	8,3	-

то время как структуру крахмального реагента Амилор производства ГК «Миррико» установить не удалось.

Реагенты на основе гидроксиэтилцеллюлозы (ГЭЦ) применяют для снижения фильтрации тампонажных растворов, т.к. данные простые эфиры целлюлозы относятся к неионногенным полимерам и, соответственно, обладают высокой солестойкостью, в том числе к воздействию поливалентных солей, что особенно важно для эффективного использования в цементах системах, в которых концентрация гидроксида кальция в процессе гидратации цемента может достигать 30%. При этом реагенты ГЭЦ должны оказывать минимальное воздействие на реологические свойства тампонажных растворов, т.к. избыточное загущение может привести к невозможности прокачки цемента в затрубном пространстве. Исследование реологических свойств образцов двух

производителей показало, что наименьшей вязкостью в водных растворах имеет образец Tylose H производства SE Tylose GmbH & Co. В табл. 5 представлены результаты сравнительных испытаний полисахаридных реагентов на основе гидроксиэтилцеллюлозы.

Выводы: на основании проведенных исследований установлено, что по свойствам и составу импортные и отечественные полисахаридные реагенты обладают рядом отличий. Импортные реагенты имеют большее содержание основного вещества, отечественные же представлены продуктами технического качества. Кроме того, по ряду параметров импортные реагенты значительно превосходят отечественные реагенты, обеспечивая требуемые функции и параметры промысловым жидкостям при бурении нефтяных и газовых скважин.

Таблица 5. Результаты сравнительных испытаний полисахаридных реагентов на основе гидроксиэтилцеллюлозы.

Наименование	Кажущаяся вязкость, мПа·с	Пластическая вязкость, мПа·с	Пенообразование после перемешивание в миксере в течение 5 мин.
Тилоза Н	18,5	18,0	Образование пены с увеличением объема в 1,5 раза. Полное оседание пены через 15 мин.
Сульфацил-2 Марка 150	140,0	30,0	Образование пены с увеличением объема в 1,3 раза. Полное оседание пены больше 1 часа
Сульфацил-2 Марка 25"	43,0	20,0	Образование пены с увеличением объема в 1,6 раза. Полное оседание пены в течение 1 часа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кудайкулова Г.А. К вопросу о механизме взаимодействия полимерных реагентов в составе полимер-глинистых буровых растворов. // Инженер нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2008. – №3. – с. 34-37.
2. Попов С.Г. Стратегия подбора химреагентов технологического комплекса для бурения и цементирования скважин. // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», 2009. – №9. – с. 24-26.
3. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М.: Недра, 1977. – 280 с.
4. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Каменский Л.А., Федоровская В.А. Полимерные буровые растворы. Эволюция «из грязи в князи». // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», 2014. – №12. – с. 24-28.
5. Шарафутдинов З.З., Чегодаев Ф.А., Шарафутдинова Р.З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика. – С-Пт.: НПО "Профессионал", 2007. – 415 с.

REFERENCES

1. Kudaikulova G.A. About the mechanism of interaction of polymeric reagents in the composition of the polymer-clay drilling muds. // Petroleum engineer. – M.: LLC "IDS Drilling, 2008. – #3. – p. 34-37.
2. Popov S.G. Strategy of chemicals selection of technological advance for drilling and cementing wells. // Drilling and oil. – M.: LLC "Burneft, 2009. #9. – p. 24-26.
3. Gorodnov V.D. Physico-chemical methods of preventing complications while drilling. – M.: Nedra, 1977. – 280 p.
4. Ovchinnikov V.P., Aksenova N.A. Kamenskiy A.A., Fedorov V.A. Polymer drilling fluids. "From rags to riches." Evolution // Drilling and oil. – M.: LLC "Burneft, 2014. – #12. – p. 24-28.
5. Sharafutdinov Z.Z., Chegodaev F.A., Sharafutdinova R.Z. Drilling and grouting solutions. Theory and practice. – Saint Petersburg.: NPO "Professional", 2007. – 415 p.

УДК 622.248.051.64

Алмазный стабилизирующий породоразрушающий инструмент для бурения геологоразведочных скважин

¹Ю.Е. Будюков – доктор техн. наук; ¹В.И. Спирин – доктор техн. наук;

²М.С. Молдабеков – аспирант

(АО «Туйское научно-исследовательское геологическое предприятие»,

²НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет»)

Существуют способы проводки скважин в заданном направлении, основанные на использовании коронок специальной геометрии, стабилизирующих направление ствола скважины. Установлено, что искривление ствола скважины наиболее отчетливо проявляется на контакте горных пород, различных по твердости. Крутое падение пластов и перемежаемость горных пород по твердости способствуют значительному искривлению скважин, что отчетливо наблюдается на образцах керна, копирующего направление и конфигурацию сечения ствола в вертикальной плоскости. Измерения образцов керна, полученных из скважин алмазного бурения в Центрально-Кольской экспедиции, позволили определить

среднюю интенсивность искривления ствола скважины на контакте двух горных пород, различных по твердости, для наиболее распространенного диапазона угла встречи от 30° до 50°. Для единичного контакта «твёрдая-мягкая порода» при диаметре коронки 59 мм на участке длиной 4-8 см интенсивность искривления ствола составляет 4,5°, а при обратной перемежаемости – 3,8°.

Искривление ствола скважин при алмазном бурении, обусловленное причинами геологического порядка, зависит от сочетания многих факторов, влияние которых, установленное многими исследователями, нуждается в корректировке при создании специальных алмазных коронок.

Для выбора рациональных параметров алмазных коронок, способствующих стабилизации направления бурения и сохранности керна, в АО «Тулское НИГП» проведены теоретические исследования процесса искривления скважин в перемежаемых по твердости горных породах. При этом установлена зависимость для определения величины угла, на которой отклоняется ось скважины на участке контакта двух пород [1].

$$\operatorname{tg} \alpha_i = \pm \frac{n \cdot l_2 \cdot P}{a \cdot \pi \cdot p_0 \cdot m \cdot \sqrt[3]{k^4 \cdot l_1 \cdot V_m}} \quad \text{или} \quad (1)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_i = \pm \alpha_o \frac{1}{l_1 \cdot k \cdot \sqrt[3]{k}} = \pm \alpha_o \frac{1}{(l_M + l_K) \cdot k \cdot \sqrt[3]{k}}$$

где α_i – угол наклона скважины на рассматриваемом участке;

n – частота вращения бурового снаряда;

P – усилие разрушения горной породы;

a – коэффициент пропорциональности;

p_0 – предел текучести породы;

k – зернистость алмазов;

m – масса алмазов;

l_1 – высота контакта коронки со стенками забоя;

l_2 – длина скважины на участке контакта двух горных пород;

l_M – высота матрицы коронки;

l_K – высота части корпуса коронки, диаметр которой равен диаметру ее матрицы;

V_m – механическая скорость бурения.

Из анализа выражения (1) следует, что интенсивность искривления скважины возрастает с увеличением осевой нагрузки на коронку и частоты вращения бурового снаряда, и уменьшается с увеличением твердости горной породы, в сторону которой искривлена скважина, и механической скорости бурения.

При увеличении частоты вращения бурового снаряда темп роста механической скорости определяет рост частоты вращения, т.е. увеличение частоты вращения снаряда будет способствовать уменьшению интенсивности искривления скважины.

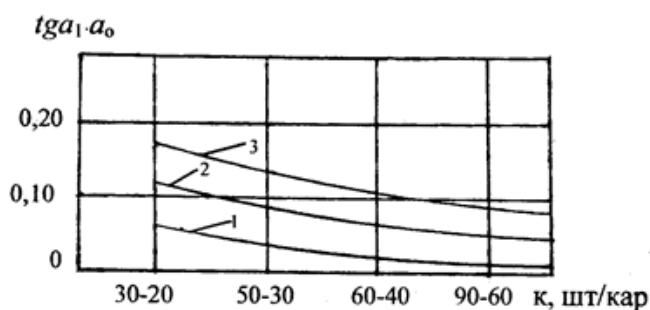


Рис. 1. Зависимость тангенса ($\operatorname{tg} \alpha_i$) угла (α_i) искривления скважины от зернистости (κ) подрезных алмазов при различной высоте (l_1) контакта коронки с горной породой

1 – $l_1 = 45$ мм;

2 – $l_1 = 30$ мм;

3 – $l_1 = 15$ мм.

С возрастанием высоты породоразрушающей компоновки (матрицы и корпуса коронки и расширителя) и приближением ее диаметра к диаметру матрицы коронки интенсивность искривления также уменьшается.

Следовательно, применение алмазных коронок с удлиненным корпусом, диаметр гладкой части которого равен диаметру матрицы коронки, будет существенно способствовать уменьшению искривления скважин

Проведенными в АО «Тулское НИГП» исследованиями установлено, что выполнение стандартных алмазных коронок с диаметром корпуса, равным диаметру матрицы, позволяет значительно уменьшить интенсивность искривления скважин при бурении. Поэтому перспективно на этой основе создание специальных коронок и расширителей.

Как видно из графиков (рис. 1), построенных на основе результатов расчетов по формуле (1) при неизменной общей массе подрезных алмазов при бурении коронками с крупными алмазами искривление скважин возрастает.

На основе результатов исследований в АО «Тулское НИГП» создан специальный алмазный породоразрушающий инструмент – коронки 02ИЗ–СТ и расширители РСА–СТ (рис. 2.). Коронки 02ИЗ СТ выполнены с профилем рабочего торца по кривой равновесного износа и с диаметром корпуса, равным диаметру матрицы. Расширители РСА–СТ выполнены с корпусом, диаметр которого равен диаметру алмазосодержащей матрицы соответствующей коронки. Техническая характеристика экспериментальных стабилизирующих коронок и расширителей, а также результаты их испытаний, проведенных в Центрально-Кольской ГРЭ в породах IX–XI категории по буримости, приведены в табл. 1 и 2 соответственно.

Как видно из табл. 2, при бурении экспериментальными коронками 02ИЗ-59 СТ, 02ИЗ59СТ(V) в компоновке с новыми расширителями РСА-59 СТ интенсивность искривления в 4,7–4,8 раза меньше по сравнению с применением базовой компоновки (коронки 02ИЗ-59 с расширителями РСА-59).

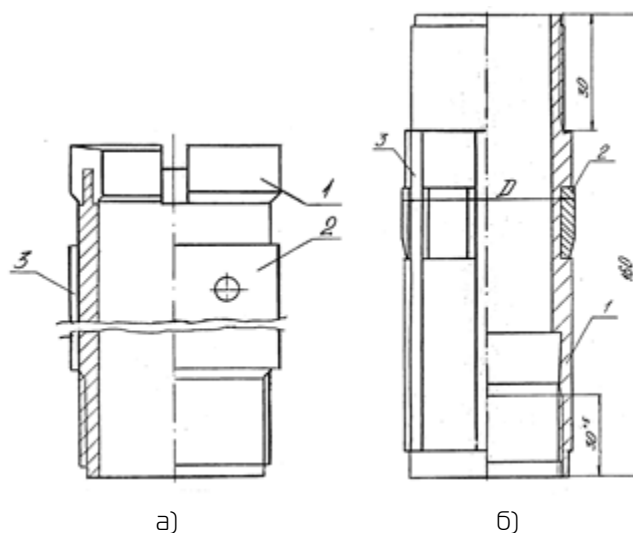


Рис. 2. Общий вид стабилизирующего алмазного породоразрушающего инструмента

а – коронка:

1 – матрица; 2 – корпус; 3 – промывочный паз;

б – расширитель:

1 – корпус; 2 – алмазосодержащий штабик;

3 – промывочный паз.

При бурении в перемежающихся по твёрдости анизотропных горных породах интенсивность естественного искривления скважин в значительной мере зависит от геометрии торца матрицы алмазной коронки. В связи с этим были проведены экспериментальные исследования по выявлению влияния опрокидывающего момента при бурении алмазными коронками для КССК-76, имеющими различную форму рабочего торца, на интенсивность искривления производственных скважин в ПГО «Якутскгеология» и «Севзапгеология».

Анализ данных производственных испытаний показал, что интенсивность искривления при бурении коронками К-41 и К-45, профиль которых описывается линией равновесного износа, уменьшается на 30-40%.

К типу стабилизирующего можно отнести алмазный буровой породоразрушающий инструмент, разработанный на уровне изобретения АО «Тульское НИГП» и СКБ ВПО «Геотехника» [1]. Данный буровой инструмент, содержит коронку с режущими элементами (алмазами), расположенными на торцевой и боковой поверхности, и стабилизатор, установленный над коронкой. С целью снижения интенсивности искривления ствола скважины, режущие элементы, расположенные на боковой поверхности матрицы, размещены на площади, ограниченной дугой немногим более 180° , а неармированная боковая поверхность матрицы смещена в сторону оси коронки при этом неармированная боковая поверхность матрицы выполнена по радиусу окружности, центр которой смещен в сторону армированной боковой поверхности. На рис. 3 показан буровой инструмент, общий вид; на рис. 4 – низ бурового инструмента; на рис. 5 – вид А; на рис. 6 – схема торца коронки.

Буровой инструмент содержит коронку 1 и, установленные над ней, алмазный расширитель 2 и стабилизатор 3 (рис. 4). Наружный диаметр стабилизатора 3 по опорной поверхности близок к диаметру скважины. Матрица коронки 1 выполнена с режущими элементами на боковой поверхности 4 и торцевой поверхности 5. В данном случае матрица имеет плотную часть 6 и расширяющуюся часть 7, которая выполнена ступенчатой. Режущие элементы, расположенные на боковой поверхности 4, размещены на площади, ограниченной дугой α ,

Таблица 1. Технические характеристики экспериментальных стабилизирующих коронок и расширителей.

Наименование параметров	Тип алмазного инструмента	
	Коронки 02ИЗ СТ	РСА-СТ
Диаметр инструмента, мм - наружный - внутренний	59 42	59 -
Средний вес заплавленных алмазов, карат	14,0	6,0
Зернистость алмазов, шт/карат - объемных - подрезных	150-120 50-30	50-30
Форма профиля торца	Равновесного износа	-
Твердость матрицы, HRC	25-30	25-30
Диаметр корпуса, мм	59	59
Область применения (категория горных пород)	IX-XI	IX-XI

немногим более 180° , оставшаяся неармированная поверхность 8, ограниченная дугой β , смещена в сторону оси 0 коронки 1, образуя зазор 1 со стенкой скважины. Неармированная боковая поверхность 8 может быть выполнена по радиусу R_β , центр которой смещен на величину e в сторону армированной поверхности 4.

С торца матрица имеет вид двух совмещенных секторов. Большой сектор 9, ограниченный дугой α и радиусами ОВ и ОС, по наружной поверхности выполнен с радиусом R_α , проведенным из точки 0 на оси коронки, при этом R_α равен радиусу скважины $R_{СКВ}$. Меньший сектор 10, ограниченный дугой β , по наружной поверхности выполнен с радиусом R_β , приведенным из точки d . Через точки d и 0 проходит поперечная ось 11 симметрии коронки. Центральное отверстие коронки 1

Таблица 2. Результаты испытаний алмазного стабилизирующего инструмента.

Тип инструмента	Отработанное количество инструмента, шт.	Масса алмазов, карат	Объём бурения, м	Ресурс, м	Расход алмазов, кар/м	Средняя механическая скорость бурения, м/ч	Интенсивность искривления, град/20 м
02ИЗ-59СТ	5	59,5	57,4	11,48	1,04	1,81	0,36
02ИЗ-59СТ (V)	2	23,8	48,0	24,0	0,50	2,06	0,35
РСА-59СТ	2	13,3	195,5	97,8	0,07	-	-
02ИЗ-59, РСА-59	5 3	59,5 19,5	45,5 240,0	9,5 80,0	1,10 0,08	1,53 -	1,72

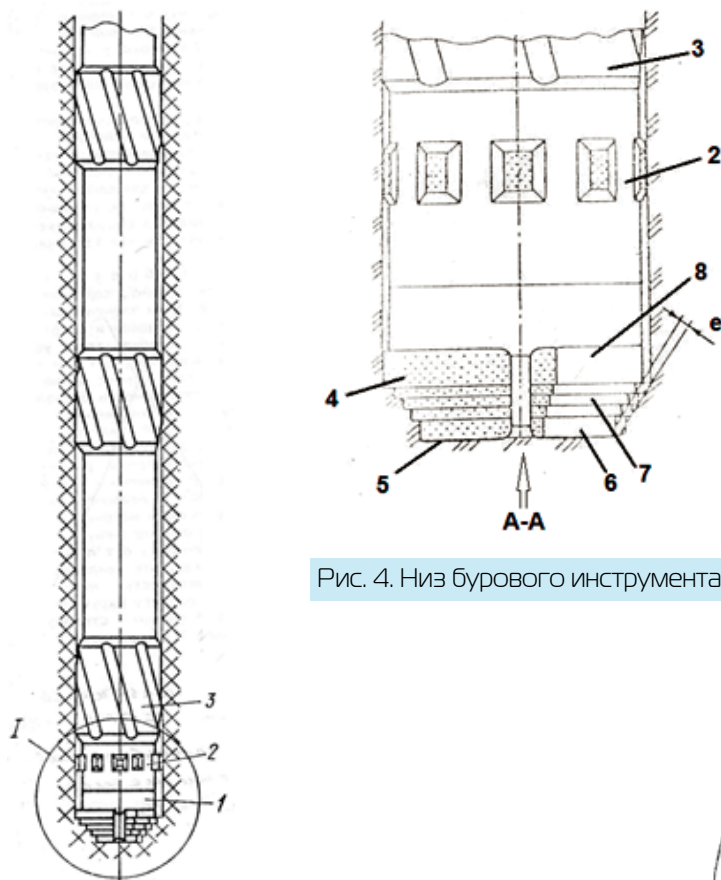


Рис. 3. Буровой инструмент, общий вид.

выполнено с радиусом R_k с центром 0 на оси коронки. При наличии пилота 6 наружная боковая поверхность большого сектора 9 образована радиусом r_a , проведенным из точки 0, а наружная боковая поверхность пилота сектора 10 образована радиусом r_b , проведенным из точки d . Разница радиусов R_k и r_a , R_k и r_b определяет толщину пилота двух секторов. Для сектора 9 толщина пилота t_a – постоянна, а для сектора 10 толщина пилота t_b переменна во всех радиальных сечениях и достигает своего минимума на поперечной оси симметрии, при этом $t_a > t_b$, а на линии совмещения двух секторов ВОС $t_a = t_b$.

Такое выполнение матрицы коронки исключает касание с породой наружной боковой поверхности 8 сектора 10, не армированной режущими элементами. Зазор 1, образуемый между сектором 10 и породой при $R_b = R_a$, равен смещению e , а при $R_b > R_a$ меньше смещения e .

На рис. 6 штриховкой с левым наклоном обозначены поверхности, армированные режущими элементами, а с правым наклоном – не армированные режущими элементами.

Буровой инструмент работает следующим образом.

При бурении перемежающихся по твердости горных пород, залегающих под крутым углом, на армированную боковую поверхность сектора 4 и секторы 9 и 10 матрицы действуют опрокидывающий момент и отклоняющая сила, которые отклоняют буровой инструмент от оси скважины и способствуют её искривлению. Возникающая на поверхности стабилизатора 3 реакция со стороны горной

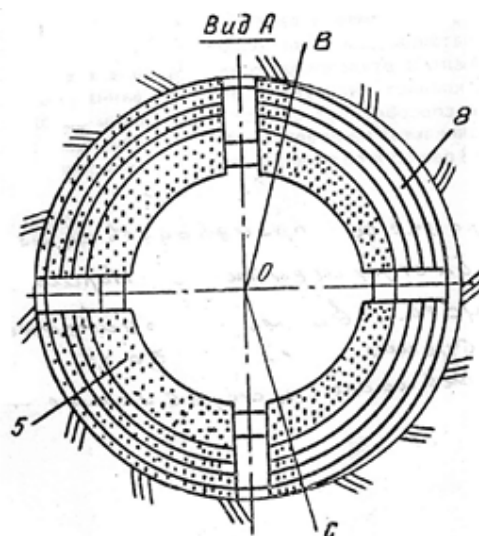


Рис. 4. Низ бурового инструмента.

Рис. 5. Буровой инструмент (вид А-А).

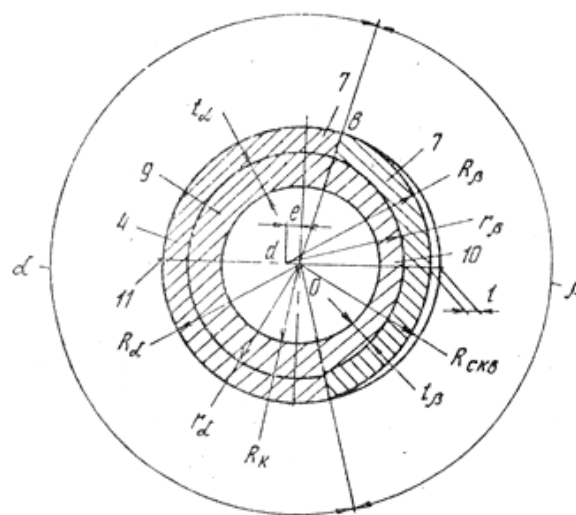


Рис. 6. Схема торца коронки.

породы будет противодействовать опрокидывающему моменту и отклоняющему усилию. На наружной боковой поверхности 8, не армированной режущими элементами и не контактирующей с породой, отклоняющие усилия не возникают.

Таким образом, в процессе бурения отклоняющие усилия действуют не постоянно, а периодически и изменяются от максимальных значений до нуля. Это при одновременном противодействии реакции со стороны породы на стабилизатор способствует снижению интенсивности искривления скважины.

В процессе испытаний этого инструмента в Норильской КГРЭ было установлено [2] повышение производительности бурения на 20–30% и снижение интенсивности искривления на 40%.

Таким образом, исследованиями установлено, что применение алмазного породоразрушающего инструмента со специальной геометрией его рабочей части позволяет надёжно стабилизировать направление ствола при бурении геологоразведочных скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Будюков Ю.Е., Власюк В.И., Спирин В.И. Алмазный инструмент для бурения направленных многоствольных скважин. - Тула: «Гриф и К», 2007. - 176 с.
2. Власюк В.И., Будюков Ю.Е., Спирин В.И. Технические средства и технологии для повышения качества бурения скважин. - Тула: «Гриф и К», 2013. - 176 с.

REFERENCES

1. Badyukov J.E., Vlasyuk V.I., Spirin V.I. Diamond tool for drilling directional multi-lateral wells. Tula: Grif and K, 2007. - 176 p.
2. Vlasyuk V.I., Badyukov J.E., Spirin V.I. Technical tools and technologies to improve the quality of drilling. Tula: Grif and K, 2013. - 176 p.

УДК 622.235

Моделирование условий лабораторных исследований по оценке механических свойств горных пород

Д.А. Карманский – аспирант; Д.Г. Петраков канд. техн. наук, доцент
(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

В атмосферных условиях керн расширяется в результате изменения напряженного состояния, поэтому пористость образца керна будет несколько завышенной [4]. Для оценки величины поправки пористости на условия естественного залегания в лаборатории отдела физики пласта института СибНИИНП была разработана методика определения истинного значения пористости (истинное значение пористости образца – пористость, соответствующая пористости породы, находящейся в условиях естественного залегания при разработке залежи) [3].

Осадочные горные породы представляют собой сложные агрегаты, состоящие из зерен, имеющих разные размеры и, возможно, разные механические свойства, поэтому возникает вопрос о минимальном объеме керна нового материала, исследуя который можно судить о свойствах горных пород в массиве. Согласно К.В. Руппенейту [4], при изучении однородных горных пород с гранулярным типом пористости представительным является объем керна, удовлетворяющий условию:

$$l \geq 6,7d \quad (1)$$

где l – длина керна,
 d – средний диаметр зёрен.

Поэтому для работы рекомендуется использовать керн цилиндрической формы длиной 30 мм и диаметром 28-30 мм, так как на таких образцах условие К.В. Руппенейта выполняется.

При постановке эксперимента в качестве действующей нагрузки рекомендуется использовать значение эффективного напряжения. Численное значение эффективного напряжения ($P_{эф}$) равно разности между величиной горного давления ($P_{гор}$), обусловленного весом всех вышележащих толщ, и величиной пластового давления ($P_{пл}$). Использование значения эффективного напряжения в постановке эксперимента позволяет учесть все виды деформаций в скелете породы при всестороннем сжатии, а, следовательно, и определить эффективное изменение объема образца:

$$P_{эф} = P_{гор} - n \cdot P_{пл} \quad (2)$$

где n – безразмерный коэффициент, показывающий, какую часть давления пластовой жидкости необходимо учесть при определении результирующих деформаций в горной породе, другими словами, какова «активная» часть пластового давления.

Несмотря на большой объем проведенных в 60-80 годы исследований значение величины n остаётся

неопределенным. В большинстве случаев данный безразмерный коэффициент принимают равным 0,85, иногда – 0,5. Для расчёта используют формулу:

$$n = 1 - \beta_3 / \beta_{ск} \quad (3)$$

где β_3 , $\beta_{ск}$ – коэффициенты объемного сжатия зерен горной породы и скелета среды соответственно.

Согласно работам В.Н. Щелкачева и Г. Брандта, рекомендуется использовать при изучении коллекторов значение $n = 1$ во всех случаях, когда пластовое давление меньше половины величины горного давления. С точки зрения В.М. Добрынина [3], следует использовать $n = 0,85$, так как эта цифра не очень далека от среднего значения, полученного для песчаника в интервале давлений 0-700 атм. Кроме того, сопоставляя результаты исследований полимиктовых песчаников, полученные автором при постановке эксперимента с $n = 0,85$ и $n = 1$, значимой разницы обнаружено не было. Поэтому в дальнейшем безразмерный коэффициент (n) стал приниматься равным 0,85.

Если изучать образцы при всестороннем равномерном сжатии, то результаты полученных значений пористости будут соответствовать пористости горной породы, находящейся в нескрытом массиве. В действительности скважина изменяет напряжения в массиве горных пород. Перераспределение напряжений, создаваемое выработанным объёмом горной породы, приводит к условиям, при которых породы испытывают неравномерное всестороннее сжатие (растяжение). Поэтому для приближенного моделирования напряженного состояния керна в пристволенной зоне скважины образец следует изучать под воздействием бокового и осевого давлений. В качестве осевого давления выступает эффективное напряжение ($P_{эф}$), бокового ($P_{бок}$) – расчетное значение, равное:

$$P_{бок} = P_{эф} \cdot \xi \quad (4)$$

$$\xi = \mu / (1 - \mu) \quad (5)$$

где ξ – коэффициент Пуассона, м/м;

μ – коэффициент бокового горного давления.

Для предотвращения разрушения образца его нагружение эффективным давлением нужно производить ступенями от начального $P_{эфн}$ 1-3 кгс/см² до конечного $P_{эфкон}$, близкого к давлению на образец в условиях естественного залегания. Затем также ступенями разгружать образец от давления $P_{эфкон}$ до $P_{эфн}$.

Опираясь на работы Добрынина, рекомендуем изменять нагрузку ступенями по экспоненциальной зависимости:

$$P_{эф} = a \cdot e^{0,4132N} \quad (6)$$

где $a \in (11,0 - 15,0)$, $N \in (1 - x)$ – количество ступеней.

При воздействии на образец эффективным давлением изменяется объём порового пространства образца, в результате этого давление поровой жидкости p увеличивается, что препятствует завершению деформации порового объёма [2]. Снижение порового давления будет происходить за счет перемещения жидкости из пор в капиллярную трубку системы. Время истечения жидкости t оценим из уравнения Дарси:

$$t = \mu \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p} \cdot \frac{1}{K_{пп}} \cdot \frac{l}{S} \quad (7)$$

где ΔV – объём жидкости, вытекающей из образца, при перепаде давлений Δp между образцом и трубкой, Па;

μ – вязкость жидкости, Па;

$K_{пп}$ – коэффициент проницаемости породы, м²;

l и S – длина (м) пути и площадь (м²), по которой перемещается жидкость, соответственно.

В рассматриваемом случае объём жидкости, выходящей из порового пространства образца ΔV , будет пропорционален величине Δp . Величина $\Delta V / \Delta p = \beta_{жс} V_{п}$,

где $\beta_{жс}$ – сжимаемость жидкости, Па⁻¹;

$V_{п}$ – объём пор образца, м³.

Следовательно, выражение (7) можно записать в виде:

$$t = \mu \cdot \frac{1}{K_{пп}} \cdot \frac{l}{S} \cdot \beta_{жс} \cdot V_{п} \quad (8)$$

Площадь контакта образца в районе расположения выводной капиллярной трубки порядка 1 см², поэтому в первом приближении отношение l/S можно принять равным единице. Вязкость воды при 20 °С близка к единице. Тогда:

$$t = \beta_{жс} \cdot V_{п} \cdot \frac{1}{K_{пп}} \quad (9)$$

При $\beta_{жс} = 44 \cdot 10^{-6}$ см²/кгс, $V_{п} = 1$ см³ и $K_{пп} = 0,002$ мД (по воде для низкопористых карбонатных пород) $t \approx 22$ с. Для песчано-глинистых коллекторов ($K_{пп} \approx 0,01$ и выше) время t будет еще меньше [2].

Кроме этих пор в горной породе имеются поры малого размера и микропоры (микротрещины), в которых вода находится в различной степени связи с поверхностью породы. Эта вода не участвует в фильтрации при измерении проницаемости. При завершении условно-мгновенной деформации наступает время упругого последействия, которое будет определяться процессом истечения жидкости из пор данного образца [1].

Коллективом Горного университета разработаны две разновидности фильтрационных установок, прибор для определения структуры пор и пористости, датчик для измерения порового давления. Схема установки для исследования физико-механических свойств горных пород (схема Беккера) представлена на рис. 1. Установка предназначена для изучения физико-механических свойств горных пород и различных материалов в условиях осевого сжатия при различных уровнях давления всестороннего сжатия, меняющегося от 0 до 150 МПа, что обеспечивает получение класса напряженного состояния вида $\sigma_1 \geq \sigma_2 = \sigma_3$. Установка позволяет исследовать компрессионные, фильтрационные и деформационные свойства горных пород и материалов при температуре до 250 °С; исследовать проницаемость образцов горных пород как в продольном, так и в поперечном направлениях с одновременной регистрацией поперечных и продольных деформаций.

Максимум снижения прочности горных пород при увлажнении достигается при уровне влажности соответствующем максимальной гигроскопической влажности, что позволяет оценить зависимости деформации от напряжения (рис. 2).

Упругодеформированные горные породы запасают энергию деформации при изменении своего объёма. При снятии приложенных граничных напряжений горная порода возвращается в исходное состояние, а энергия деформации возвращается на исходный уровень. В случае достижения большего напряжения горные породы испытывают неупругое деформирование, при котором происходят необратимые внутренние структурные

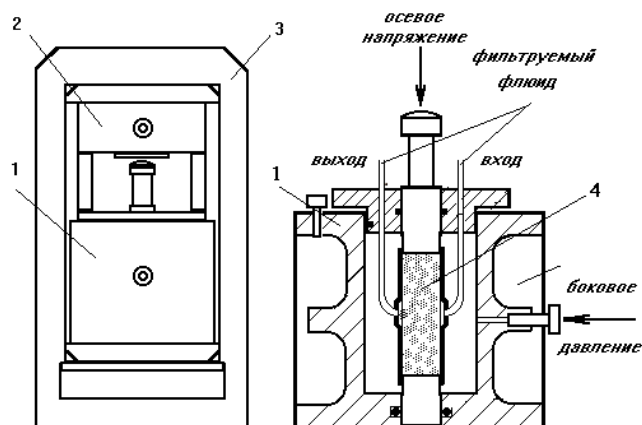


Рис. 1. Схема установки для исследования физико-механических свойств горных пород (схема Беккера):
1 – камера высокого давления;
2 – домкрат,
3 – блок распора;
4 – испытуемый образец.



Рис. 2. Диаграмма зависимости деформации от напряжения.

изменения (начиная с предела текучести), такие, как появление микротрещин растяжения, дробление зерен или скольжение вдоль межзеренных границ.

Условия предельного состояния горных пород в соответствии со статистической теорией прочности при любом виде напряженного состояния и $\varepsilon_1 = \text{const}$ могут быть представлены уравнением вида [5]:

$$\tau_n(C) = \tau_{0n} \cdot \exp(AC) \quad (10)$$

где τ_{0n} – предел прочности при одноосном сжатии, МПа; A – коэффициент, определяемый по паспорту прочности пород в увлажненном состоянии при $P_n = 0$, или, в случае создания порового давления газом, по паспорту прочности образца в воздушно-сухом состоянии, в системе координат $\lg \tau - C$, где $C = \sigma_3 / \sigma_1$ интенсивность напряженного состояния.

Полное условие предельного состояния, учитывающее вид напряженного состояния, влажность, поровое давление насыщающей жидкости при $\varepsilon_1 = \text{const}$ может быть представлено уравнением:

$$\tau_n(C, G, P, T) = \tau_{0n} \cdot \exp[(A - k_i a_i) \cdot C - zG - kt] \quad (11)$$

где k_i – коэффициент, определяющий угол наклона линии изменения коэффициента A в принятой системе координат;

a_i – текущее значение интенсивности порового давления.

По результатам проведенных исследований и в соответствии с поставленными задачами можно сделать следующее заключение. Объемная сжимаемость и проницаемость горных пород являются функцией структуры порового пространства и вида напряженного состояния. Проницаемость горных пород зависит от формы и вида влагонасыщенности, вида напряженного состояния, типа порового пространства. С ростом давления всестороннего сжатия и влажности проницаемость уменьшается, а с ростом дифференциальной нагрузки выше предела упругости (фиксированное значение) проницаемость увеличивается, т.е. изменение проницаемости связано с характером деформирования пород и типом порового пространства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, - 2002. - 140 с.
2. Карманский А.Т. Экспериментальное обоснование прочности и разрушения насыщенных осадочных горных пород: Автореф. дис. д-ра техн. наук. - СПб: СПГИ, 2010. - 37 с.
3. Морева Е.В, Быков В.В. Изменение пористости гранулярных пород коллекторов при всестороннем изотермическом сжатии. // Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. Тюмень: СибНИИП, - 2000 - с. 24-28.
4. Поляков Е.А. Методика изучения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, - 1981. - 180 с.
5. Ставрогин А.Н. Пластичность горных пород. М.: Недра, - 1970. - 287 с.

REFERENCES

1. Kanevskaya R.D. Mathematical simulation of hydrodynamic processes of hydrocarbon deposits development. - Moscow-Izhevsk: Institute of computer research, 2002. - 140 p.
2. Karmansky A.T. Experimental study of strength and fracture saturated sedimentary rocks: Doctoral Dissertation: Abstract - Saint- Petersburg: SPGGI, 2010. - 37 p.
3. Moreva E.V., Bykov V.V. Change of the porosity of the granular reservoir rocks under the full isothermal compression. // Main directions of research works in the oil industry for West Siberia. Tyumen: SIBNIINP, - 2000. - p. 24-28.
4. Polyakov E.A Reservoirs of oil and gas physical properties: methods to study. M.: Nedra, - 1981. - 180 p.
5. Stavrogin A.N. Rocks plastic property. M.: Nedra, 1970. - 287 p.

УДК 550.4:552.578.3

Теоретическое исследование процесса формирования искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород

Т.В. Арутюнов – аспирант; ¹О.В. Савенко – доктор техн. наук, доцент;²Δ.С. Шляховой – канд. техн. наук, инженер
(¹ФГБОУ ВО «КубГТУ», ²ООО «Инко-Сервис»)

В работе [1] авторами разработана методология приготовления искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород, позволяющая снизить влияние неопределённости и нечёткости и выстроить системные подходы к исследованию базовых характеристик сланцевых пород.

Показано, что глинистые породы формируются в результате выветривания других горных пород алюмосиликатного состава. Источник глинистых минералов – разрушающиеся породы под действием других геологических процессов: гидротермального (вынос глинозёма и кремнезёма под действием физико-химических факторов) гальмиролиза на дне океана и др.

Алюмо- и кремнесодержащие соединения использовали в качестве компонентов искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых горных пород.

Приготовление образцов глинисто-кремнистых пород производили из компонентов: минеральных частиц, коллоидных частиц и воды.

Для проведения исследований изготовлены образцы пород составов:

- минеральный компонент – безводная химически инертная модификация окиси алюминия $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$ (корунд);

- коллоидная компонента – свежееосаждённая и сконцентрированная гидроокись алюминия и/или кремнезоль;

- вода дистиллированная.

Корунд использовался как минеральная основа скелета породы, в порах которой размещались глинистые компоненты – гидроокись алюминия и кремнезоль. Прочность образцов породы создавалась за счёт спрессовывания исходных компонентов и части коллоидной фракции, которая связывала частицы минерального скелета между собой.

Рассмотрим подробнее процесс изготовления глинисто-кремнистых образцов. В цилиндрическую прессформу, изображённую на рис. 1, высотой l , засыпается порошкообразный исходный материал известной массы m . Насыпная плотность материала равна ρ_0 , его истинная плотность – $\rho_{\text{ист}}$. Перед спеканием происходит спрессовывание исходного материала посредством вставного поршня силой F . По мере сжатия порошкообразного материала в прессформе сила F сжатия увеличивается.

Пренебрегая трением поршня о цилиндрическую стенку прессформы и внутренним трением частиц исходного материала, сделаем вполне логическое предположение, что элементарное приращение силы прямо пропорционально элементарному перемещению поршня и обратно пропорционально длине образца. В математической форме это утверждение приобретёт вид следующего дифференциального уравнения:

$$dF = -K \cdot \frac{d\ell}{\ell}, \quad (1)$$

где K – коэффициент пропорциональности (знак «–» говорит о том, что увеличение силы F приводит к уменьшению высоты спрессовываемого материала l).

Размерность коэффициента пропорциональности равна размерности сжимающей силы. Очевидно, коэффициент K будет зависеть от площади поперечного сечения поршня S и физических свойств спрессовываемых материалов – твёрдости частиц, дисперсности (тонкости помола) и т.д.

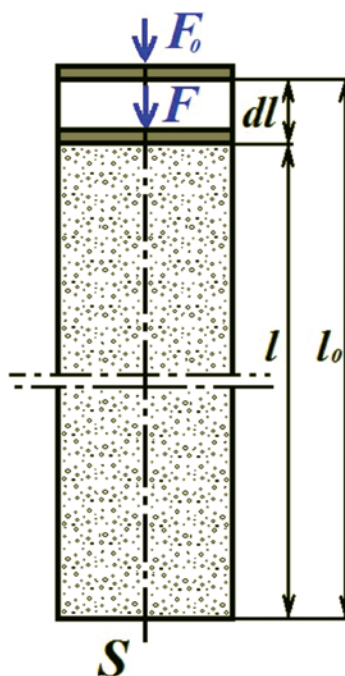


Рис. 1. Расчётная схема процесса формирования образца из исходного насыпного материала.

Решение дифференциального уравнения (1) в общем виде есть:

$$F(l) = -K \cdot \ln(l) + C, \quad (2)$$

Постоянную интегрирования C определим из начальных условий. При исходной высоте спрессовываемого материала сила сжатия равно нулю, т.е. при $F = 0$, $l = l_0$. Подставив начальные условия в (2), получаем:

$$C = K \cdot \ln(l_0). \quad (3)$$

Таким образом, частное решение дифференциального уравнения (1):

$$F(l) = K \cdot \ln\left(\frac{l_0}{l}\right). \quad (4)$$

Далее представим начальную длину как отношение начального объема спрессовываемого материала V_0 к площади поршня S :

$$l_0 = \frac{V_0}{S}. \quad (5)$$

Начальный объем порошкообразного исходного материала есть отношение массы материала к его насыпной плотности:

$$V_0 = \frac{m}{\rho_0}. \quad (6)$$

Тогда начальная длина равна выражению:

$$l_0 = \frac{m}{S \cdot \rho_0}. \quad (7)$$

По аналогии с формулой (7) текущая высота спрессовываемого материала также равна:

$$l = \frac{m}{S \cdot \rho}, \quad (8)$$

где ρ – текущая плотность формируемого образца.

Подставив формулы (7) и (8) в (4), получим спрессовывающую силу как функцию от отношения текущей и начальной плотностей порошкообразного материала:

$$F(\rho) = K \cdot \ln\left(\frac{\rho}{\rho_0}\right). \quad (9)$$

В обращенном виде плотность спрессовываемого материала как функция от силы примет вид:

$$\rho(F) = \rho_0 \cdot e^{\frac{F}{K}}. \quad (10)$$

Подобрав необходимые исходные материалы и произведя расчёт спрессовывающей силы по формулам (9) и (10), возможно получать опытные образцы необходимой нам плотности. Очевидно, что плотность

формируемых образцов может меняться от значения насыпной плотности в начальный момент при сжимающей силе, равной нулю, и до конечной плотности, равной значению истинной плотности – $\rho \in [\rho_0, \rho_{ист}]$. В свою очередь, сжимающая сила меняется от нуля до максимума, когда поровое пространство в формируемом образце отсутствует, и насыпной материал полностью спрессован – $F \in \left[0, K \cdot \ln\left(\frac{\rho_{ист}}{\rho_0}\right)\right]$.

Теперь перейдём к изменению пористости при сжатии исходного материала в процессе формирования образца. Согласно определению, начальная пористость равна:

$$\Pi_0 = \frac{V_n}{V_0}, \quad (11)$$

где V_n – объём пустот внутри формируемого образца.

Эту же формулу можно переписать в другом виде:

$$\Pi_0 = 1 - \frac{V_{мс}}{V_0}, \quad (12)$$

где $V_{мс}$ – объём твёрдого вещества, который при условии несжимаемости компонентов образца остаётся постоянным.

Применив равенство (12), получаем:

$$\Pi_0 = 1 - \frac{V_{мс}}{l_0 \cdot S}. \quad (13)$$

Выделим из предыдущей формулы начальную длину:

$$l_0 = \frac{V_{мс}}{(1 - \Pi_0) \cdot S}. \quad (14)$$

По аналогии с вышеизложенной формулой (14) текущая длина l при прессовании есть:

$$l = \frac{V_{мс}}{(1 - \Pi) \cdot S}. \quad (15)$$

Подставив обе формулы (14) и (15) в (4), получим спрессовывающую силу как функцию от пористости формируемого образца:

$$F(\Pi) = K \cdot \ln\left(\frac{1 - \Pi}{1 - \Pi_0}\right). \quad (16)$$

Расписав в формуле (12) объёмы через массу и плотности, имеем другую форму записи начальной пористости:

$$\Pi_0 = 1 - \frac{\rho_0}{\rho_{ист}}. \quad (17)$$

После подстановки (17) в (16):

$$F(\Pi) = K \cdot \ln\left(\frac{(1 - \Pi) \cdot \rho_{ист}}{\rho_0}\right). \quad (18)$$

Обратив формулу (18), получаем зависимость пористости формируемого образца от спрессовывающей силы:

$$\Pi = 1 - \frac{\rho_0}{\rho_{ист}} \cdot e^{\frac{F}{K}}. \quad (19)$$

Согласно представленной математической модели, пористость формируемых образцов может меняться от первоначальной пористости сыпного исходного материала, определяемого по формуле (17), до нуля при максимальной спрессовывающей силе – $\Pi \in \left[1 - \frac{\rho_0}{\rho_{ист}}, 0\right]$.

Удельная поверхность формируемых образцов, как и их пористость, меняется от максимального значения удельной поверхности сыпного исходного материала до нуля. Сделаем предположение, что удельная поверхность формируемых образцов пропорциональна их пористости, т.е.

$$S_{уд} = K_1 \cdot \left[1 - \frac{\rho_0}{\rho_{ист}} \cdot e^{\frac{F}{K}}\right]. \quad (20)$$

Вполне логично, что и коэффициент K_1 , также как и K , будет зависеть от размеров поршня и физических свойств спрессовываемых материалов.

Таким образом, задавшись спрессовывающей силой, зная насыпную и истинную плотности исходного материала, определив коэффициенты пропорциональности K_1 и K , можно получать опытные образцы глинисто-кремнистых пород с наперёд заданными свойствами.

На рис. 2 представлена гистограмма распределения частиц окиси алюминия $\alpha\text{-Al}_2\text{O}_3$ по диаметру.

Из рис. 2 видно, что основная масса частиц имеет диаметр от 2 до 4 мкм, при этом дисперсия невелика.

На рис. 3 представлена гистограмма распределения частиц кремнезоля по диаметру.

Из рис. 3 можно сделать вывод, что основная масса частиц имеет диаметр от 0 до 1 мкм, т.е. содержит коллоидные фракции.

В табл. 1 представлены численные значения долей распределения окиси алюминия и кремнезоля по размерам частиц.

Приготовление образцов состояло из нескольких этапов:

1) изготовление сырого материала путём смешения компонентов в заданных пропорциях и формовании образцов спрессовыванием в специально изготовленной пресс-форме с расчётной сжимающей силой;

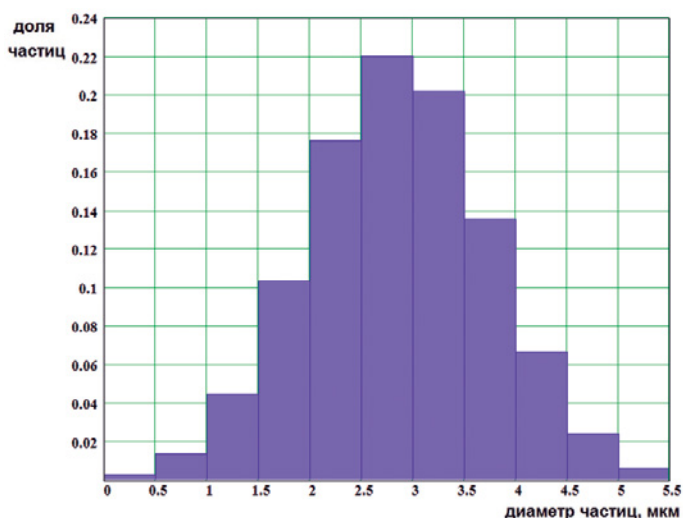


Рис. 2. Гистограмма распределения частиц окиси алюминия по диаметру.

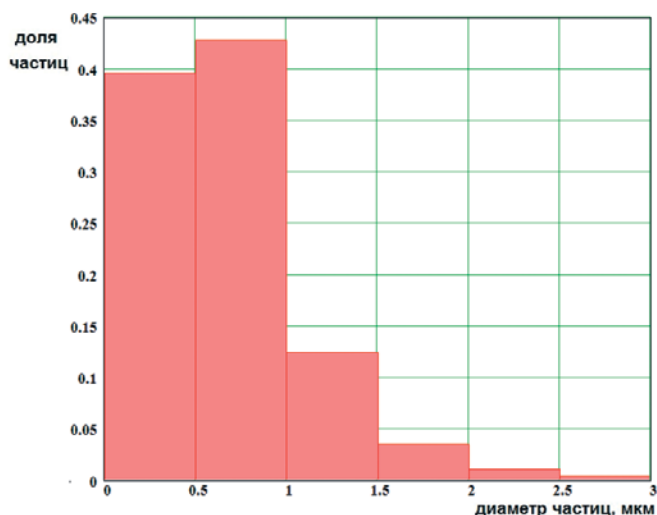


Рис. 3. Гистограмма распределения частиц кремнезоля по диаметру.

2) сушка образцов при температуре 150-200 °С и выше для удаления избыточной влаги и регулирования влагосодержания;

3) определение фактических свойств образцов (плотности, пористости и др.).

Составы образцов рассчитывались в пересчёте на окислы, при этом в формировании Al_2O_3 в равных массовых долях участвовали корунд и гидроокись алюминия, SiO_2 – кремнезоль.

В процессе изготовления образцов были определены значения коэффициентов пропорциональности K в уравнении (1) для каждой исходной смеси. Спрессовывающую силу определяли таким образом, чтобы пористость изготовленных опытных образцов была одинакова. При этом был сделан вывод о совпадении расчётных и фактических плотностей образцов, что подтверждает правильность разработанной математической модели. В табл. 2 приведены составы и свойства приготовленных образцов.

Экспериментальные и фактические значения плотности образцов при одинаковой конечной пористости представлены на рис. 4 в виде зависимости от коэффициента пропорциональности K .

Как видно из рис. 4, плотности растут пропорционально K .

Приведём описание образцов, представленных в табл. 2.

Образец О-100 представляет собой эталонный материал, составленный только из корундовых частиц и не содержащий воды. Прочность образца О-100 обеспечивалась за счёт высокотемпературного спекания в отсутствии иных спекающих добавок. Образец О-100 представляет интерес при выполнении фильтрационных исследований пород как идеальная пространственная структура монофазного состава с химически инертной поверхностью корунда. Очевидно, что распределение частиц данного образца по размеру соответствует гистограмме, представленной на рис. 2.

Другие образцы, имеющие более сложный состав, содержат активные коллоидные компоненты, которые способны внести существенный вклад в фильтрационные взаимодействия.

Таблица 1. Распределение окиси алюминия и кремнезоля по размерам частиц.

Размер частиц, мкм		Доля частиц	
от	до	окись алюминия	кремнезоль
0	0,5	$3,2787 \cdot 10^{-3}$	0,3959
0,5	1,0	0,0141	0,4282
1,0	1,5	0,0447	0,1244
1,5	2,0	0,1037	0,0348
2,0	2,5	0,1765	0,0107
2,5	3,0	0,2204	$3,6595 \cdot 10^{-3}$
3,0	3,5	0,2019	
3,5	4,0	0,1357	
4,0	4,5	0,0669	
4,5	5,0	0,0242	
5,0	5,5	$6,4231 \cdot 10^{-3}$	

Гистограммы распределений частиц сухих веществ в образцах О-352, О-442, О-622, О-532 и О-262 по размеру представлены на рис. 5-9 соответственно.

Как видно из рисунков, в образцах О-352, О-442 и О-262 преобладают частицы коллоидных фракций.

Численные значения распределений размеров частиц в образцах О-352, О-442, О-622, О-532 и О-262, содержащих коллоидные фракции, представлены в таблице 3.

Таблица 2. Составы и характеристики образцов пород.

Свойство	Обозначение образцов породы					
	O-100	O-352	O-442	O-532	O-622	O-262
Соотношение $AO : K : B$	1:0:0	0,27:0,53:0,2	0,4:0,4:0,2	0,53:0,27:0,2	0,6:0,2:0,2	0,2:0,6:0,2
Доля твёрдой фазы, отн. ед.	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Спрессовывающая сила, Н	773	515	562	618	650	494
Коэффициент K , Н	1113	660	732	824	880	629
Плотность факт., г/см ³	2,4	1,32	1,49	1,71	1,84	1,25
Пористость факт., отн. ед.	0,40	0,4	0,39	0,4	0,39	0,39

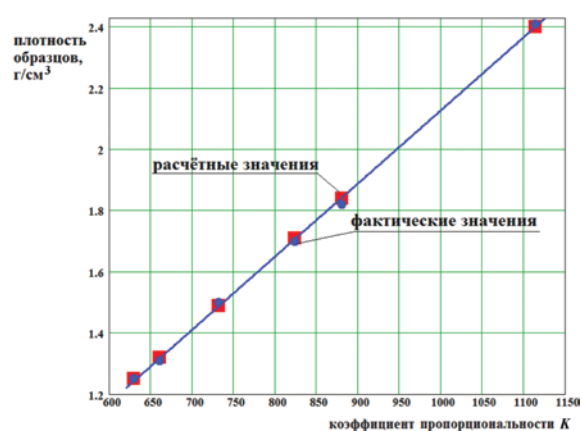
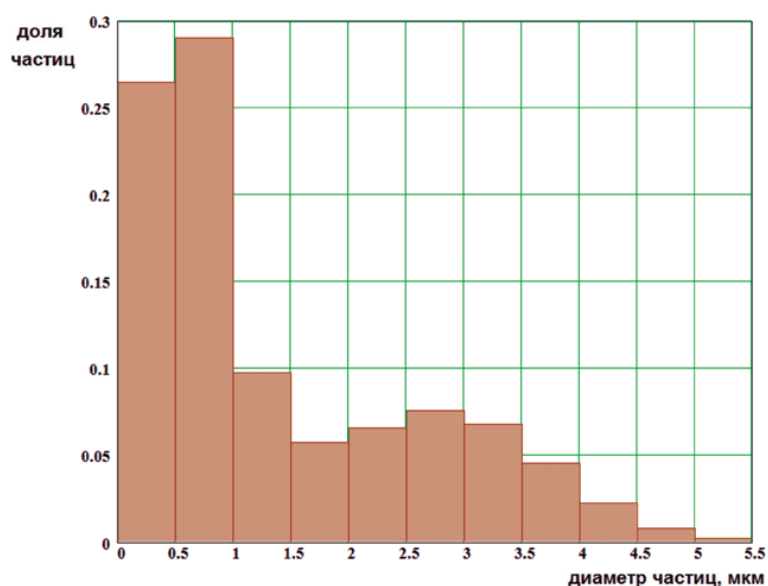
Рис. 4. Расчётные и фактические значения плотности образцов при одинаковой конечной пористости от коэффициента пропорциональности K .

Рис. 5. Гистограмма распределения частиц образца O-352 по диаметру.

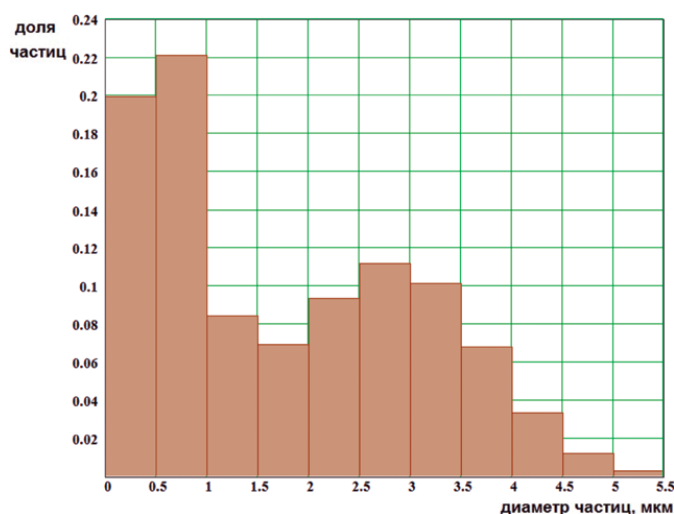


Рис. 6. Гистограмма распределения частиц образца O-442 по диаметру.

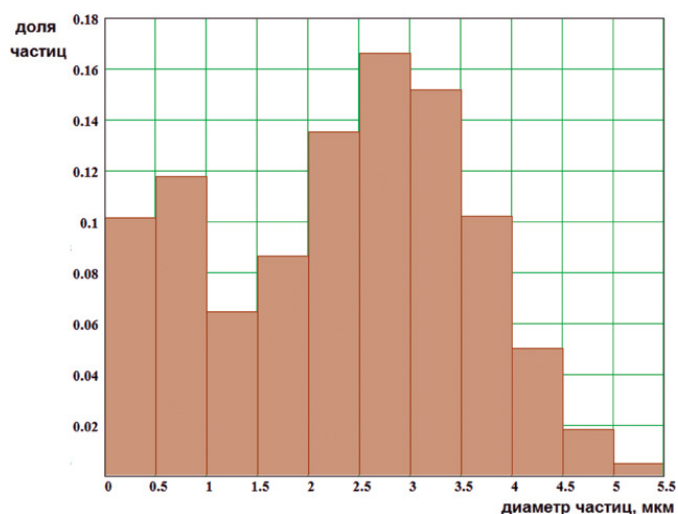


Рис. 7. Гистограмма распределения частиц образца O-622 по диаметру.

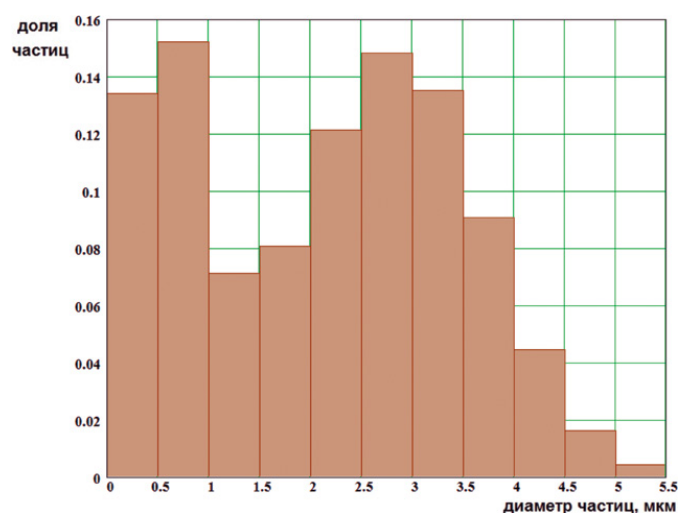


Рис. 8. Гистограмма распределения частиц образца О-532 по диаметру.

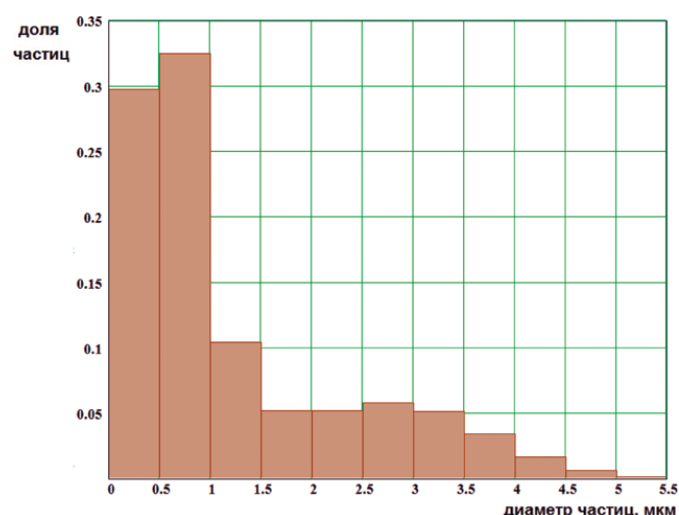


Рис. 9. Гистограмма распределения частиц образца О-262 по диаметру.

Таблица 3. Распределения размеров частиц в образцах О-352, О-442, О-622, О-532 и О-262.

Размер частиц, мкм		Доля частиц				
от	до	О-352	О-442	О-622	О-532	О-262
0	0,5	0,265	0,200	0,101	0,134	0,298
0,5	1,0	0,290	0,221	0,118	0,152	0,325
1,0	1,5	0,098	0,085	0,065	0,071	0,104
1,5	2,0	0,058	0,069	0,086	0,081	0,052
2,0	2,5	0,066	0,094	0,135	0,121	0,052
2,5	3,0	0,076	0,112	0,166	0,148	0,058
3,0	3,5	0,068	0,102	0,152	0,135	0,051
3,5	4,0	0,046	0,068	0,102	0,091	0,034
4,0	4,5	0,022	0,034	0,050	0,045	0,017
4,5	5,0	0,008142	0,012000	0,018000	0,016000	0,006133
5,0	5,5	0,002175	0,003237	0,004830	0,004230	0,001644

Суммируя доли частиц от 0 до 1 мкм, соответствующие коллоидным фракциям, находим долю коллоидов для каждого образца. Результаты расчётов представлены в таблице 4.

Образцы О-442, О-352, О-622, О-532 и О-262 имели небольшое содержание воды, сравнимое с показателями горных пород. Одновременно указанные образцы при исследовании влияния влагосодержания на фильтрационную проницаемость и способность создания новых поверхностей модифицировались путём увеличения влагосодержания. Это позволяет моделировать условия обводнения породы при гидроразрыве.

Таблица 4. Доля коллоидных фракций в испытуемых образцах.

Свойство	Обозначение образцов породы					
	О-100	О-352	О-442	О-622	О-532	О-262
Соотношение АО : К	1:0	1:2	1:1	3:1	3:1	1:3
Доля коллоидной компоненты в твёрдой фазе, отн. ед.	0,0174	0,5552	0,4208	0,2191	0,2863	0,6224

ЛИТЕРАТУРА

1. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка методологии приготовления образцов глинисто-кремнистых пород с учётом факторов неоднородности и неопределённости // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №10. – с. 25-28.
2. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Оценка параметров порового пространства глинистых пород с целью моделирования поровой структуры сланцевых отложений // Фундаментальные и прикладные проблемы науки. Том 2. – Материалы X Международного симпозиума, посвящённого 70-летию Победы. – М.: РАН, 2015. – с. 88-100.
3. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Принципы моделирования поровой структуры сланцевых пород // XIII Международная научно-практическая конференция «Со-временные концепции научных исследований» (29-30 апреля 2015 года, г. Москва) // Ежемесячный научный журнал №4 (13) / 2015. – Москва: Евразийский союз учёных, 2015. – Часть 11. – с. 103-109 (http://issuu.com/euroasiascience/docs/evro_13_p11).
4. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Постановка задачи физико-химического моделирования сланцевых пород // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – №1. – с. 42-47.
5. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Моделирование глинистых пород с коллоидным кремнезёмом // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – №2. – с. 18-21.

REFERENCES

1. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of a methodology for the preparation of samples of clay-siliceous rocks with consideration of heterogeneity and uncertainty // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – M.: PJSC "VNIIOENG", 2015. – #. 10. – p. 25-28.
2. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Estimation of parameters of pore space in clay rocks for the purpose of simulation the pore structure of oil shale deposits // Fundamental and applied problems of science. Volume 2. – Materials of the X International Symposium dedicated to the 70th anniversary of the Victory. – M.: Russian Academy of Sciences, 2015. – p. 88-100.
3. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Principles of simulation of the pore structure of shale // XIII international scientific-practical conference on Modern concepts of scientific research" (29-30 April 2015, Moscow) // Monthly scientific journal №4 (13) / 2015. – Moscow: Eurasian Union of scientists, 2015. – Part 11. – S. 103-109 (http://issuu.com/euroasiascience/docs/evro_13_p11).
4. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Statement of the problem physical-chemical simulation of shale // Petroleum engineer. – M.: LLC "IDS Drilling", 2015. – #.1. – p. 42-47.
5. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Simulation of clay rock with colloform silica // Petroleum engineer. – M.: LLC "IDS Drilling", 2015. – #.2. – p. 18-21.

Фёдор Конюхов

*Есть такое племя одержимых –
Люди неисполненной мечты,
Наши мерки к ним неприменимы,
В чём же их особые черты?*

*Одного такого встретил я однажды –
Бородатый северный мужик,
Океан переплывёт не каждый
Этот переплыл остался жив.*

*В одиночку он сходил на полюс,
На воздушном шаре облетел планету,
Если человека отпустить на волю,
Для него нигде препятствий нету.*

**В.И. Иванников
20.07.2016**

Альтернативная концепция новой глобальной тектоники Земли

В.И. Иванников – доктор техн. наук, академик РАЕН

«Нет ничего практичнее хорошей теории»

Академик И.В. Курчатov

«Можно определенно заявить, что кроме теории спрединга пока не предложено другой теории, которая могла бы объяснить хотя бы часть фактов и нарисовать столь же стройную картину развития молодых океанов»

Академик В.Е. Хаин

Геоморфологический анализ дна Атлантического океана, сделанный А.В.Ильиным в работе [10] на основе данных эхолотирования, выявил ряд противоречий в кинематике плитной тектоники и механизма её движения. В частности:

- если астеносферное вещество согласно модели конвекции в новой глобальной тектонике (НГТ) перетекает от срединно-океанического рифта (СОР) под континентальные блоки коры, то почему образуются глубоководные котловины в обрамлении материков?

- в западной части Северной Атлантики расположено Бермудское поднятие. Никакого аналога этой морфоструктуры к востоку от срединно-атлантического хребта не существует. В восточной половине океана находятся такие крупные поднятия, как Гвинейское, Канарское, Зеленого мыса. Они также не имеют двойников западнее срединного хребта. Тем самым нарушается принцип симметрии океанического дна относительно срединного хребта (рис. 1). Ещё более контрастные различия

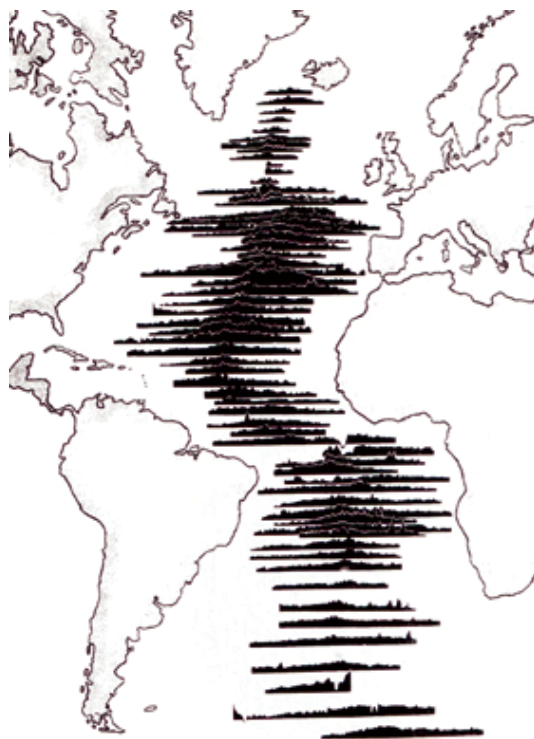


Рис. 1. Схематическое изображение рельефа Срединно-Атлантического хребта. Поперечный профиль хребта выглядит, как симметричный зубчатый свод с амплитудами рельефа от десятков до сотен метров. Рельеф хребта на всём протяжении однотипный [10].

существуют в Тихом, Индийском и Северном Ледовитом океанах.

- смесь вулканических базальтов и донных осадков, свойственная центральной части СОР, на флангах сменяется массивными базальтовыми породами без заметных включений рыхлых отложений.

- несоответствие НГТ усугубляется размерами подводных гор («горячих точек»), высота которых увеличивается по периферии океана (рис. 2). Это нельзя объяснить постепенным затуханием вулканизма, как это делают сторонники тектоники плит. Скорее мы должны признать нарастание со временем вулканических процессов, способных создавать грандиозные подводные горы и вулканические поднятия на окраинах океана.

Эти и другие факты тектонического строения дна Атлантического океана (классического примера в НГТ) находят свое логическое разрешение в рамках иной схемы развития земной коры (совокупности материковых блоков и океанической литосферы).



Рис. 2. Крупнейшие подводные горы Атлантического океана. По своим размерам горы периферических частей океана близки к «пятитысячникам». Таких гор на срединных хребтах нет [10].

Если эдукция базальтовой магмы идет из-под материков и сходится в середине Атлантики, где она наращивает покров океанической коры, то закономерно, что:

- более мощная вулканическая деятельность должна проявляться вблизи материков;
- образование глубоководных котловин в окружении материков (см. карту на рис. 3) прямой результат всплытия последних при зонной плавке их основания (рис. 4, 12);

- двуслойное подкоровое течение магматического полурасплава в астеносфере удовлетворительно объясняет латеральный перенос плит океанической коры, ориентировку трансформных разломов её вкост очертаниям материков (рис. 5), а также её базальтовый состав в котловинах и в зонах СОР.

А.В. Пейве отмечал, что граница океан-континент во всех случаях имеет (см. рис. 6) разломный характер (краевой шов).

Сейсмичность является одним из признаков зарождения нового разлома или оживления старого.

Суть альтернативной теории глобальной тектоники Земли изложим здесь в предельно краткой форме (без детализации и доказательств) для ясного представления читателю.

Планета Земля не только получает внешний обогрев от Солнца, но и генерирует внутреннее тепло, которое путем излучения в виде солитонных волн на фоне стационарного градиента тепловыделения распространяется от ядра к поверхности земного шара.

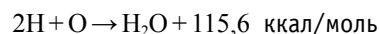
Земля - это открытая термодинамическая машина.

Вместе с теплоотдачей ядро планеты выделяет водород (протонный газ) вследствие трения его составных частей, состоящих из гидридов железа и примесей других тяжелых металлов. Потери водорода за всю историю Земли огромны, эта потеря массы приводит к перманентному расширению планеты в основном за счет разуплотнения пород мантии.

Явным свидетельством разуплотнения мантии Земли является существование полурасплава верхней кромки мантии - астеносферы, которую для краткости будем называть ПАС (подплавленный астеносферный слой).

Волны тепла, доходящие до астеносферы, вызывают периодические её пульсации с интервалом в сотни миллионов лет.

Диффундирующий из недр водород накапливается в астеносфере под крышкой коры. Проникающие туда же поверхностные воды приносят окислитель - кислород ($H_2O - 2H^+ + O^{2-}$). Соединяясь между собой при определенных РvТ-условиях, водород и кислород опять дают воду и выделяют дополнительное количество тепла:



Если реакции окисления идут медленно, то выделяется тепло, а если скоротечно, то происходят взрывы в недрах и землетрясения на поверхности земной коры.

Таким образом, мы не нуждаемся в источниках радиоактивного подогрева ПАС. Да и непонятно почему радиоактивные элементы собрались именно там?

Далее переходим к сугубо геологическим проблемам.

НГТ или тектоника литосферных плит очаровала геологов и все, кому не лень, теперь гоняют плитные фрагменты по поверхности Земли или,

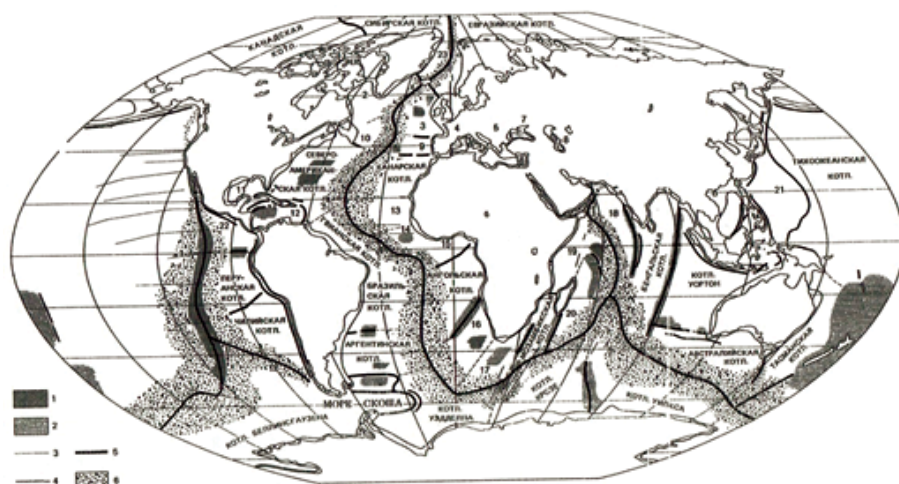


Рис. 3. Главные элементы рельефа дна Мирового океана – система срединно-океанских хребтов, котловины, зоны разломов, плато, желоба и подводные возвышенности (карта взята из книги В.С. Heezen and C.D. Hollister "The face of the deep", Oxf., Univ. Press, 1971).

Условные обозначения:

1 – возвышенности; 2 – плато; 3 – разломы;

4 – бровка континентального шельфа; 5 – ось срединно-океанского хребта; 6 – срединно-океанский хребет.

Цифрами на карте обозначены котловины:

1 – Норвежская; 2 – Лабрадорская; 3 – Западно-Европейская; 4 – Балеарская; 5 – Тирренская; 6 – Левантийская; 7 – Черноморская; 8 – Каспийская; 9 – Иберийская; 10 – Ньюфаундлендская; 11 – Мексиканская; 12 – Карибская; 13 – Зелёного мыса; 14 – Сьерра-Леоне; 15 – Гвинейская; 16 – Капская; 17 – Агульяс; 18 – Аравийская; 19 – Сомалийская; 20 – Маскаренская; 21 – Филиппинская; 22 – Гватемальская; 23 – Гренландская.

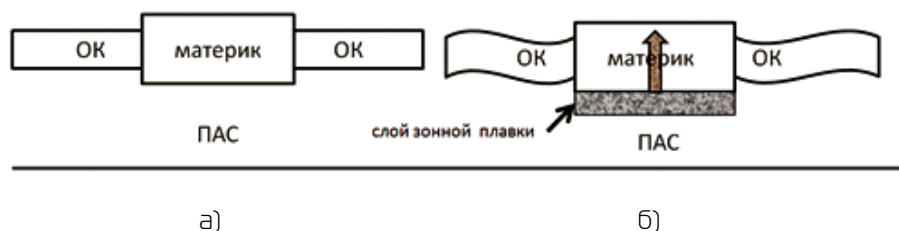


Рис. 4. Подъём материковой глыбы и образование глубоких впадин. а – исходное состояние; б – всплытие материка.

скользя по астенослою, или, заставляя его течь за счет конвективного (ячеистого) кругооборота вещества в мантии.

Игнорируя несуразности плитной тектоники, попробуем проанализировать главные её постулаты.

РИФОГЕНЕЗ, включая океанический спрединг, не вызывает сомнений кроме приводного механизма движения плит. С другой стороны необходимость прятать излишки океанической коры (при неизменных размерах земного шара?) заставила

авторов НГТ придумать субдукцию и обдукцию плит. Противоестественным образом, вопреки законам физики, более легкие плиты заталкиваются в более тяжелый субстрат на глубины до 700 км.

Круговорот вещества всей толщи мантии (3585 км) одноэтажный или многоэтажный принципиально невозможен, тем более, что по скоростям прохождения упругих волн (продольных и поперечных) породы мантии реагируют как твердый массив.

ОРОГЕНЕЗ объясняется субдукцией и коллизиями плит: и первое и второе сомнительны.

ВУЛКАНИЗМ также увязывается с движениями плит, хотя это так и не так.

В нашей концепции главную роль в тектоническом развитии литосферы играет термодинамическое состояние и пульсации астеносферы. Из этой посылки появляются свои следствия (иногда неожиданные для традиционалистов), объясняющие глобальные явления, как то: горообразование, дегазация недр и вулканизм, землетрясения, подвижки континентов и океанических плит.

Отправным моментом, безусловно, является, как указывалось выше, уже не новая идея расширения Земли, в которую автор внес (после У. Кэри) реальное физическое содержание. Прежде всего, оно касается причины и механизма расширения, связанного с работой ядра Земли [5]. При этом мантия, служащая твёрдокаменным остовом, образованном на стадии аккреции газо-пылевой материи на зародыш нашей планеты, пребывает в консолидированном состоянии с учетом её послойного разуплотнения. О механизме разуплотнения горных пород при высоких давлениях и температурах в мантии дано представление в работе В.И. Киркинского [20].

Достоверность геологических теорий, в отличие от других, проверяется по их следствиям. Некоторые аспекты данной теории уже прошли апробацию [6-8 и др.] и получили одобрение.

Расширение планеты предполагает расширение и пропорциональное наращивание земной коры без её исчезновения. Причем речь идет об увеличении площади океанической коры, тогда как континентальная часть коры остается примерно той же. Континенты смещаются относительно друг друга лишь по угловому градусу. Из общего объёма коры, равного $8 \times 10^9 \text{ км}^3$, на континентальную кору приходится $5,5 \times 10^9 \text{ км}^3$. Под дном океанов кора имеет в среднем мощность 7–10 км, объем её $2,5 \times 10^9 \text{ км}^3$. Таким образом, объём горных пород континентальных массивов более чем в 2 раза превышает объём пород океанической коры. Возраст океанической коры не старше 200 млн. лет, а материковой около 2 млрд. лет.

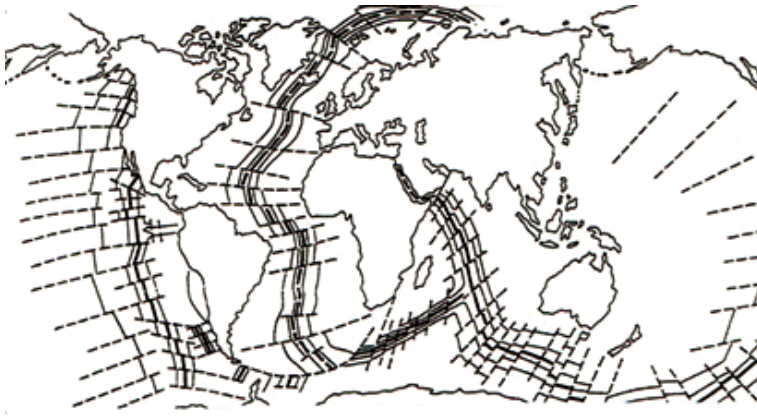


Рис. 5. Мировая система срединно-океанских хребтов. Оси хребтов показаны жирными чёрными линиями: параллельно им следует тонкие линии, отвечающие линейным магнитным аномалиям; пунктир – трансформные разломы.

Континентальные массивы, заглубленные в астеносферу, состоят из базальтовых пород, покрытых гранитными (рис. 7) и осадочными горными породами. Океаническая кора – базальтовая с наложением терригенных и карбонатных осадков.

Исходя из этих фактурных данных, мы полагаем, что океанический фундамент наращивается по мере расширения коры за счет плавления ультраосновных пород (перидотитов), лежащих в основании материковых массивов, погруженных в ПАС.

Зонная плавка (по А.П. Виноградову) перидотитов при подходе очередной волны тепла из недр служит поставщиком базальтовой магмы для формирования новой океанической коры (см. рис. 8). Выход базальтов наружу происходит через срединно-океанические рифтовые зоны глобальных разрывов литосферы. Поскольку истечение базальтовой магмы в сторону океанического ложа идет из-под материков, то вместо субдукции разумно ввести понятие эдукции (термин Ю.В. Чудинова, означающий выныривание).

Отличительная особенность эдукции состоит в том, что в результате зонной плавки из-под континентальной глыбы выдавливается газонасыщенная базальтовая магма, плотность которой несколько ниже, чем плотность твердых базальтов океанической коры (ОК). Поэтому фрагменты ОК тонут в восходящей струе эдукции вместе с покровами осадков, уходя на переплавку (рис. 9). Границами погружения излишков ОК в астеносферу являются глубоководные желоба (зоны Заварицкого – Беньюфа Вадати).

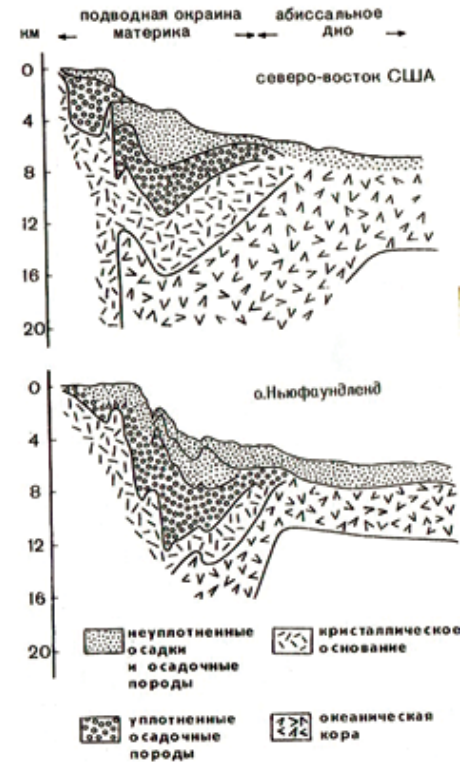


Рис. 6. Предматериковые прогибы в Атлантическом океане у восточного побережья Северной Америки. Подобные прогибы свидетельствуют об активизации тектонической жизни периферийных частей океана (по Б. Хейзену, М. Юингу и М. Тарп, 1959).

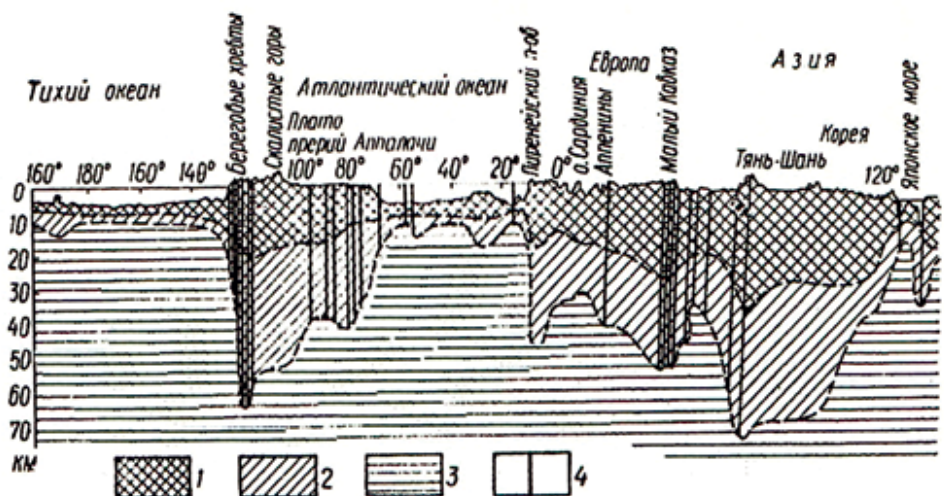


Рис. 7. Разрез земной коры по параллели 40° северной широты. 1 – «гранит» с осадочными горными породами; 2 – «базальт»; 3 – вещество мантии; 4 – толщина земной коры по сейсмическим данным [15].

Взяв известную модель (рис. 10 а, б) заталкивания (непонятно какими силами) плиты под континент, мы получаем обратную картину восходящего магматического

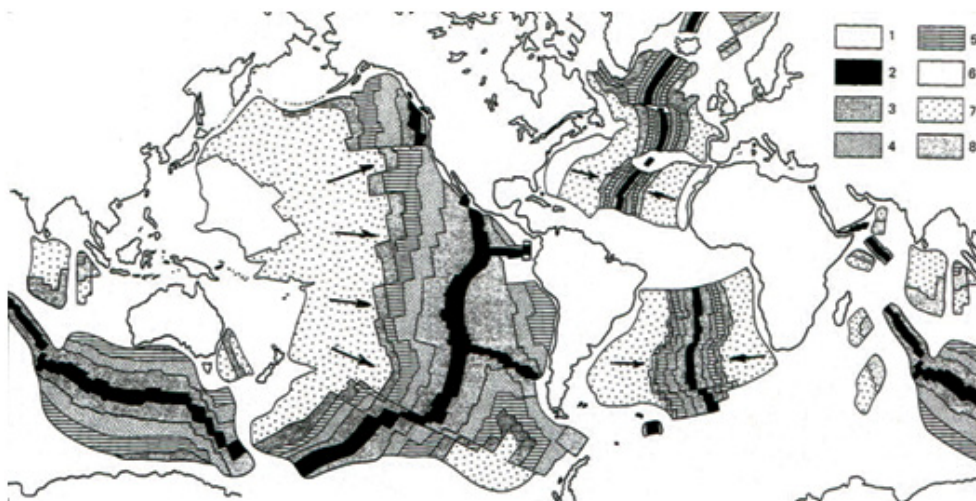


Рис. 8. Возраст океанской коры по магнитным аномалиям.

1 – суша; 2-8 – возраст:

2 – голоцен, плейстоцен и плиоцен (0-5 млн. лет), 3 – миоцен (5-23 млн. лет), 4 – олигоцен (23-38 млн. лет), 5 – эоцен (38-53 млн. лет), 6 – палеоцен (53-65 млн. лет), 7 – мел (65-135 млн. лет), 8 – юра (135-190 млн. лет). Стрелки – направления расширения океана [12].

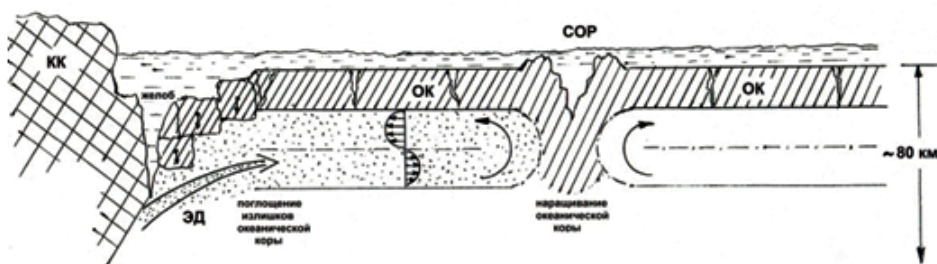


Рис. 9. Упрощенная схема двухслойного течения магматических потоков в астеносфере путём эддукции при разрастании океанического дна от расширения Земли.

ОК – океаническая кора; КК – континентальная кора;

СОП – срединно-океанический разлом (рифт); ЭД – эддукция базальтовых выделок.

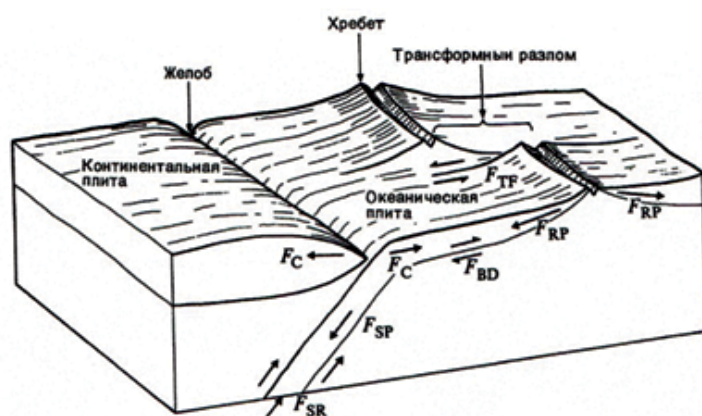


Рис. 10а. Силы, действующие на плиты:

F_{RP} – давление хребта; F_{TF} – трение по трансформному разлому;

F_{BD} – сила вязкого торможения или волочения, приложенная к основанию плиты;

F_C – сила, возникающая в результате столкновения плит;

F_{SP} – тяга погружающейся пластины;

F_{SR} – сопротивление, которое оказывает мантия погружению пластины [12].

потока в сторону океана, который, как ни странно, формирует двуслойно-встречное течение в ПАС от СОП до глубоководного желоба (см. рис. 9). Сейсмический профиль через Японский желоб показан на рис. 11 (комментарии не требуются).

Эддукция базальтовой магмы, исходящая из-под материков при зонной плавке их основания, и двуслойно-встречное её течение под океанической корой (рис. 9) позволяют решить ряд проблемных вопросов, о которые спорится НГТ. В частности:

1) для сохранения подвижности ПАС;

2) для объяснения появления трансформных разломов (ТР);

3) для понимания зоны поглощения излишков океанической коры (ОК) вместо заталкивания её плит в ПАС;

4) для объяснения глубоководных желобов (краевых швов).

Дадим некоторые разъяснения.

1) ПАС верхней мантии явно разуплотненные горные породы субстрата коры (минеральная каша). Чтобы они сохраняли подвижность (ибо они несут на себе плитные фрагменты ОК) необходимо предотвратить их застытие (контактное схватывание минеральных зерен) путем сдвиговой деформации слоев.

2) Именно такой тип течения ПАС дает надежду объяснить трансформные разломы, идущие от СОП. Когда в 1965 году Дж.Т. Уилсон [18] дал понятие этих разломов, осталось много неясных вопросов. В нашей модели движения ПАС трансформные разломы – вытекающее следствие встречных магматических потоков (см. рис. 9), их вспучивания при локальных торможениях (загустеваниях).

3) Поглощение (обновление) ОК в нашем варианте идет по механизму

изостазии, поскольку восходящий поток базальтовой магмы газонасыщен (рис. 12).

4) Глубоководные желоба являются границами поглощения ОК (рис. 4, 9), поэтому никакого «скупивания» осадков в них нет.

В том же 1965 г. Дж.Т. Уилсон, автор гипотезы о трансформных разломах, выдвинул еще одно предложение в рамках теории НГТ о «горячих точках» на примере Гавайско-Императорской цепи вулканов.

Согласно Уилсону Императорские подводные горы и Гавайский хребет являются нам запечатленное абсолютное движение океанической плиты в Тихом океане (см. рис. 16 а [19]). Позднее У.Дж. Морган развил эту идею, но в ней содержатся некоторые неустраиваемые противоречия. Одно из них - неподвижность «горячих точек».

С позиций нашей концепции цепи вулканов и Гавайский поворот прямо указывают на столкновение восходящих магматических потоков из-под материковой Азии и Алеутской дуги в сторону океана. Линией столкновения является как раз цепь подводных гор, включая о. Гавайи.

Возраст вулканов на рис. 16 б отражает последовательность во времени схождения и остановки подкоровых потоков магмы (70–50–30–10–2 млн. лет) и вулканические излияния через разлом коры, который пунктиром намечен (см. карту на рис. 17) самой вулканической цепочкой вплоть до середины Тихого океана.

Посвященному читателю нетрудно убедиться кто ближе к реальности.

ОРОГЕНЕЗ

Его главными эпохами были:

- байкальская в конце докембрия;
- каледонская в конце силура - начале девона;
- герцинская в позднем палеозое;
- киммерийская в конце юры - начале мела;
- альпийская в олигоцене-квартере.

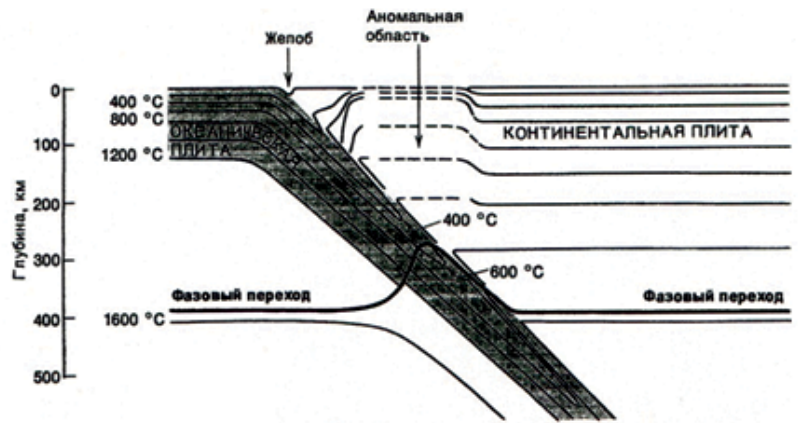


Рис. 10 б. Тепловой режим зоны субдукции. Холодная пластина искажает мантийные изотермы и, в свою очередь, нагревается. Фазовые изменения происходят в погружающейся плите на меньшей глубине, чем в мантии, так как плита холоднее. Эти фазовые изменения также вызывают смещение изотерм вследствие тепла. Аномальная область создаётся в результате подъёма магмы [12].

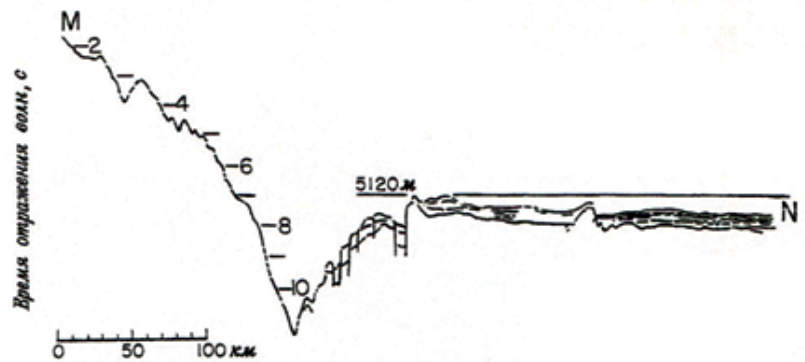


Рис. 11. Сейсмический профиль через Японский жёлоб, проходящий на восток вдоль параллели 35° с. ш. от точки М (около Японии) до точки N (Ludwig et al., 1966). Получен методом отражённых волн. Вертикальный масштаб показывает время двойного пути отражённых волн. Представляет интерес сбросово-глыбовая тектоника вдоль обращённого к океану склона желоба (растяжение коры и осадочные включения в породах фундамента), а также «обмельение» океанического фундамента по мере приближения к жёлобу (Gill, 1937). Отношение горизонтального масштаба к вертикальному равно примерно 25:1. Горизонтальный масштаб приблизительный.

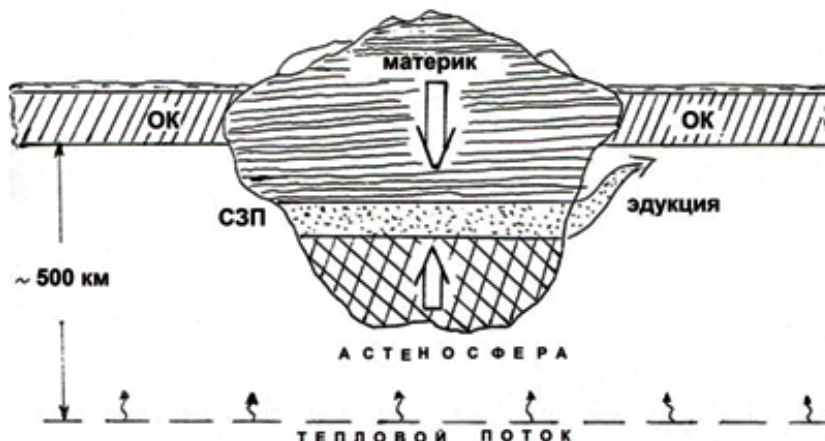


Рис. 12. Зонная плавка материка.

СЗП - слой зонной плавки;

ОК - океаническая кора;



- поток газонасыщенной магмы;



- векторы давления горной массы консолидированных пород.

Они завершают циклы М. Бертрана продолжительностью 150-200 млн. лет. Мы в свою очередь связываем эти периоды с интервалами прихода волн тепла, о которых речь была выше. Поясним нашу интерпретацию.

Приход волны тепла в астеносферу вызывает её разогрев и запускает механизм зонной плавки материковых массивов, заглубленных в ПАС (см. рис. 12). Плавление слоя перидотитов отделяет и, тем самым, облегчает глыбу континентального массива, которая по закону изостазии начинает всплывать, поднимая горы. Одновременно с этим углубляются краевые швы (глубоководные желоба) – рис. 4. Возможен отрыв кусков материка восходящим потоком базальтовой магмы (Мадагаскар, Японские острова и др.). Детализацию здесь опускаем. Офиолитовые пояса являются свидетельствами раскрытия краевых швов в этот период. Их местонахождение показано на рис. 13 из [13].

Механика орогенеза этим не исчерпывается. Её иные аспекты изложены автором в статьях [3 и др.].

Для полноты картины тектонического развития литосферы Земли в свете новой концепции мы должны сказать о выделениях из недр на поверхности, а именно: металлогения, вода и соли.

Исходя из принятой нами модели тектогенеза, существенно важным выводом является её связь с рудопроявлениями в материковой и океанической частях земной коры.

Зонная плавка ультрабазитов заглубленных в верхнюю мантию континентальных массивов не может не сопровождаться выносом металлов в виде сульфидных руд и дайковых комплексов в зонах разрывов материковой и океанической коры. Процесс зонной плавки в её техническом исполнении собственно и осуществляется для очистки полупроводников от посторонних примесей металлов. В самом процессе происходит одновременно и концентрирование элементов различных металлов и их удаление из зоны плавки пород.

По нашему мнению, именно зонная плавка является обогащательной фабрикой рудоносных пород, поступающих в виде гидротермальных выделений через разломы коры.

Академик Н.А. Шило [16] справедливо выделяет вопрос о концентрировании или «стягивании» атомов и молекул металлов. «Оно проявляется во многих геологических процессах, в том числе, например, при образовании слоев при формировании расслоенных интрузий ультраосновных пород. С процессом стягивания, несомненно, связаны уникальные массы металлов и, возможно, других элементов, являющихся источниками образования месторождений полезных ископаемых, грандиозных рудных поясов и полей, имеющих планетарное значение. Их примером может служить вулкан Лакос в Чили, изучавшийся проф. В.И. Старостиным. Этот вулкан в

течение длительного времени изливает чистый магнетит. Ко второму примеру, условно, можно отнести вулкан Кудрявый на о. Итуруп, который в течение длительного времени изливает андезитово-базальтовые лавы, обогащенные рением. Такие источники, видимо, формируются в ходе дифференциации внутрипланетного вещества. Скорее всего, это происходит в верхнемантийной зоне Земли.

Для концентрирования («стягивания») элементарных частиц металлов в рудные залежи требуется определенный алгоритм условий:

- 1) плавление горных пород, содержащих эти рассеянные элементы (но частичное, а не полное);
- 2) появление обменных фаз (жидкой и газообразной), что имеет место в полурасплаве;
- 3) вытеснение жидкой фазы из полурасплава (выдавливание расплава из слоя зонной плавки);
- 4) перенос металлоэлементов в газонасыщенной магме к местам разгрузки (глубинные разломы, вулканы, курильщики);
- 5) кристаллизация в рудообразующих породах в процессе их излияний.

В общем виде эти условия реализуются в рамках нашей модели тектогенеза (рис. 14).

Карта распространения гидротермальных и гидротермально-осадочных сульфидных руд Мирового океана [1] показана на рис. 15.

Основные скопления гидротермальных и гидротермально-осадочных сульфидных руд Мирового океана:

Район САХ (0-40° с.ш.):

- 1 – Лаки Страйк; 2 – Брокен Спур; 3 – рудный узел ТАГ (рудное тело Рона, постройка МИР); 4 – рудное поле «16°38' с.ш.»; 5 – рудный узел «Логачев»; 6 – рудное поле Ашадзе

Красноморский рифт:

- 7 – впадина Атлантис II; Индийский океан, тройная точка Родригес; 8 – рудная зона MESO; 9 – поле Кайрат; 10 – гора Джордан;

Северо-восток Тихого океана:

- 11 – Мидл Велли; 12 – хребет Эксплорер; 13 – хребет Эндевор; 14 – хребет Хуан-де-Фука; 15 – хребет Горда;

Калифорнийский залив ВТП:

- 16 – впадина Гуаймас; 17 – 21° с.ш. ВТП; 19, 20 – 6-8° с.ш. ВТП;

Галапагосский хребет:

- 21 – Галапагос;

Южная часть ВТП:

- 22 – 20-22° ю.ш.;

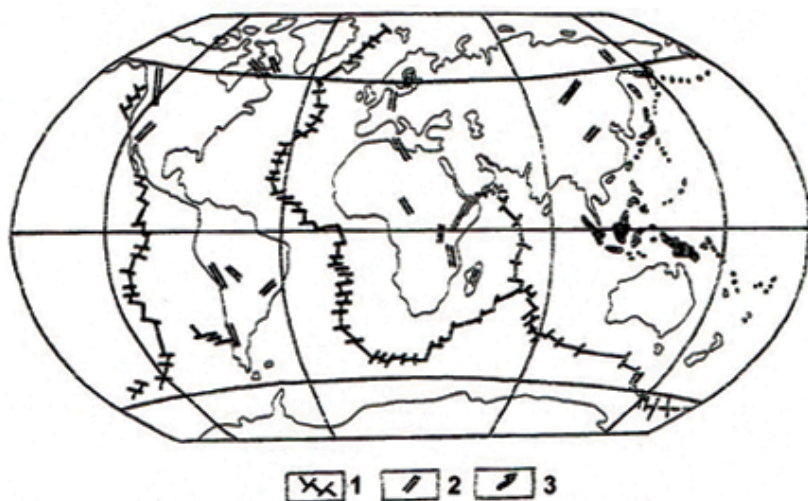


Рис. 13. Мировая система рифтов (офиолитогенерирующих структур). Составлена с использованием схемы Милановского (1983 г.).

1, 2 – кайнозойские рифтовые зоны: в океанах (1) и на континентах (2); 3 – островные дуги в Тихом океане [13].

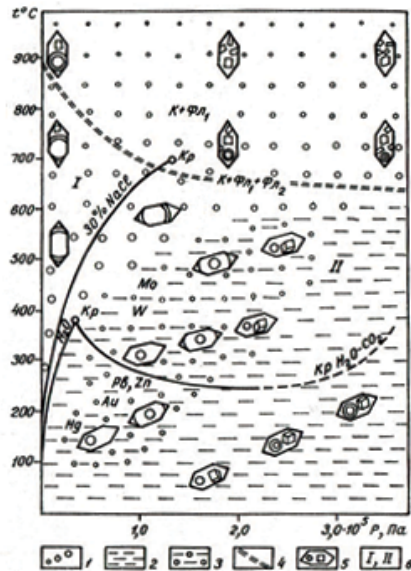


Рис. 14. Схема эволюции рудоносных флюидов.
Состояние флюидов:
1 – газовое;
2 – жидкое;
3 – гетерогенное;
4 – кривая солидуса гранита; кристаллическая фаза (К), расплав (Фл₁), рудообразующий флюид (Фл₂);
5 – агрегатное состояние. Состав и концентрация рудообразующих флюидов;
6 – РТ-условия обособления флюидов эволюционным путём (I) и РТ-условия обособления флюидов при ретроградном вскипании магм (II).

Западно-Тихоокеанская транзиталь:
23 – вулкан Пийпа; 24 – трог Оканавы; 25 – дуга Идзу-Боника; 26 – поле Пакманус; 27 – бассейн Манус; 28 – впадина Вудларк; 29 – Северо-Фиджийский бассейн; 30 – трог Лау;
Океанические плиты:
31 – вулкан Лоихи (к юго-востоку от Гавайского поднятия).

Н₂О. ВЕЗДЕСУЩАЯ ВОДА

Этот уникальный агент присутствует, и участвует во всех без исключения геологических процессах, в том числе и тектонических. Эту роль воды отмечал ещё В.И. Вернадский.

Откуда столько воды на Земле? Автор отдаёт предпочтение гипотезе кометного образования гидросферы в том или ином варианте.

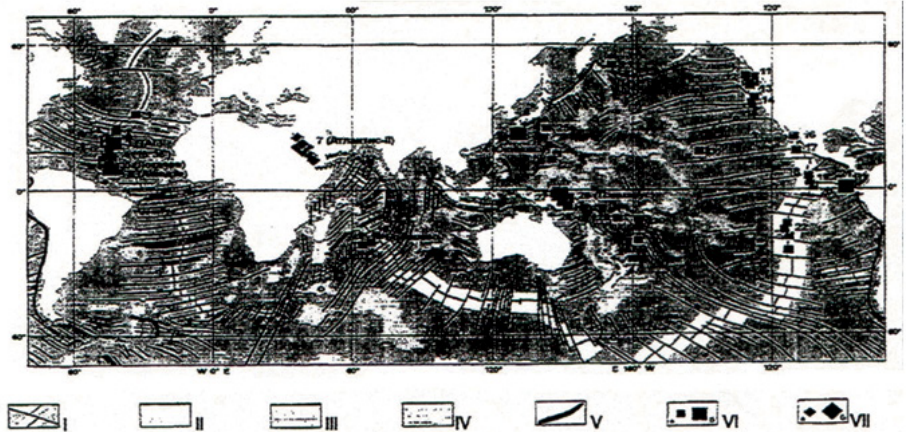
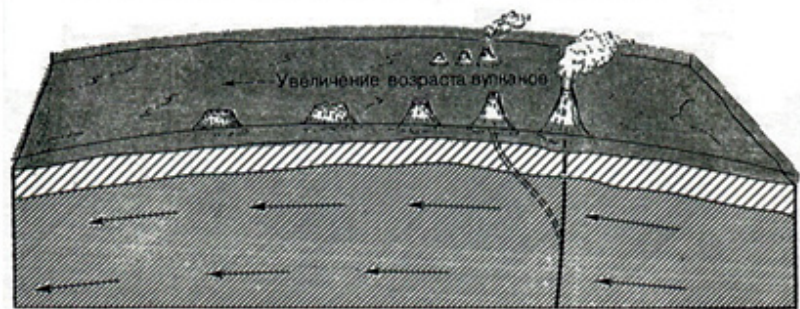
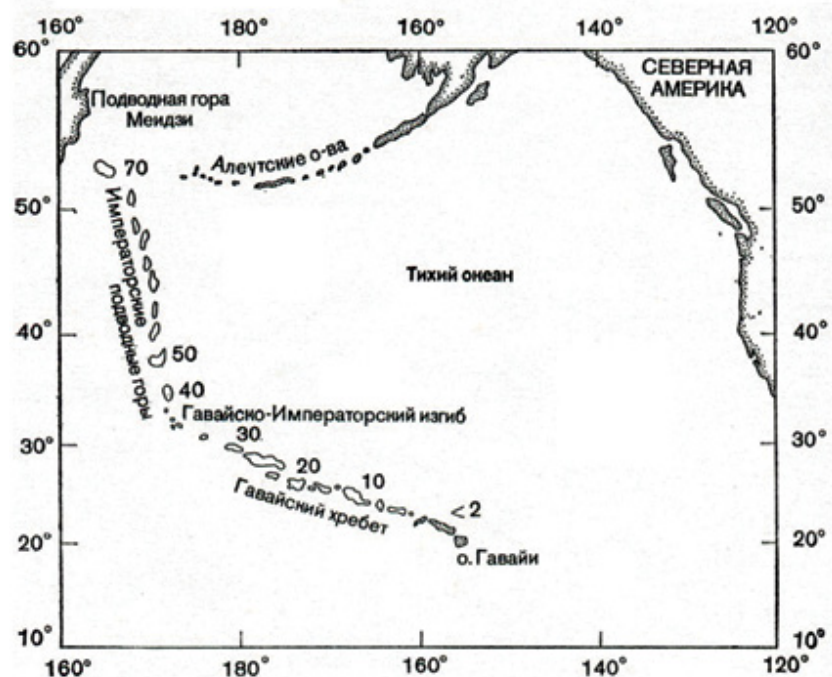


Рис. 15. Карта распространения гидротермальных и гидротермально-осадочных сульфидных руд Мирового океана.



а)



б)

Рис. 16. а) - Модель развития Гавайской цепи вулканических островов, согласно гипотезе о горячих точках (J.T. Wilson, Continental Drift, Scientific American, 1963).

б) - Возраст (млн. лет) вулканов Гавайско-Императорской цепи (D.A. Clague et al., Petrology and K-Ar ages of dredged volcanic rocks from the Western Hawaiian Ridge and the Southern Emperor seamount chain, Bull. GSA, 86, p. 991, 1975).

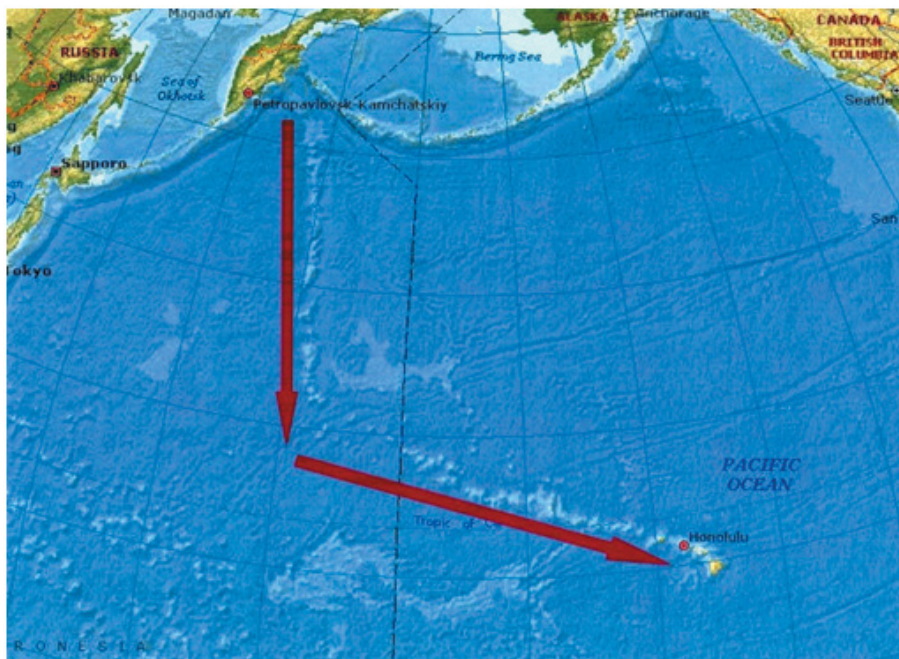


Рис. 17. Карта Тихого океана.

В Космосе воды очень много, т.к. она есть водородное соединение, а водород - базовый элемент Вселенной. Вполне можно допустить, что тихоокеанская планетарная депрессия со средней глубиной около 4 км, занимающая примерно 1/3 её общей площади, была порождена ударом большой кометы на ранней стадии формирования нашей планеты. Такое допущение уместно по тем соображениям, что:

- имеет место асимметрия коры земного шара;
- на Земле появилось обилие воды, а на Венере и Марсе воды практически нет;
- история с образованием Луны, якобы вырванной из тела Земли (гипотеза Пиккеринга) - излишняя фантазия;
- огненное кольцо вулканов, опоясывающих Тихий океан, не случайно;
- конфигурация самого большого океана Земли (его округлая форма) и Циркум-Тихоокеанский горно-складчатый пояс, окаймляющий океан;
- положительные аномалии силы тяжести.

Итак, появление воды открыло геологическую историю и жизнь на Земле около 4 млрд. лет назад. Вместе с тем вода стала проникать и в недра, вплоть до ПАС. О дренировании коры и циркуляции воды между ПАС и поверхностью интересно и убедительно написано в книге С.М. Григорьева [2]. Автор во многом разделяет его идею и видит её дополнение в том, что круговорот воды обеспечил вынос из ПАС колоссального количества солей (в основном NaCl), которые засолили до предела мировой океан и образовали почти километровые осадки на дне его.

ГИДРОСФЕРА ЗЕМЛИ

Гидросфера - океаны, моря, реки, озера, болота плюс атмосферная влага - составляют $1,4 \times 10^9$ т, из них: $1,338 \times 10^9$ км³ - это соленые воды океанов и морей; 2,25% - пресные воды, однако половина из них 24×10^6 км³ «законсервированы» в виде ледяных шапок Антарктиды, Арктики, Гренландии и в горах; $23,4 \times 10^6$ км³ скрыто в толщах земной коры (подземные воды).

В верхней пятикилометровой толще земной коры на континентах содержится $84,4 \times 10^6$ км³ воды. Из них 60×10^6 км³ составляет свободная (гравитационная) вода, способная передвигаться под влиянием силы тяжести.

Во всей земной коре находится около $1,4 \times 10^6$ км³ воды, что соизмеримо с объемом Мирового океана, который занимает 2/3 поверхности Земли.

Самое интересное и загадочное заключается в том, что весь объем морских вод помещается в понижениях глобального рельефа, подстилаемых океанической корой. Вода занимает структурные чаши океанов, но не переливается через края материков. Как будто океанические котловины специально готовились такой емкости, чтобы вместить современный объем океанических вод [11].

Разгадку этого состояния мы находим в рамках нашей модели тектоники. Вода в газовом состоянии в астеносфере (в поровом пространстве ПАС) в переводе на объем при нормальных условиях равна приблизительно объему Мирового океана. Поскольку плотность воды и сверху и снизу близка к 1 г/см³ [17], то можно не удивляться их взаимоподвижному равновесию (над корой и под ней через дренажную систему вулканов и разломов).

Однако в периоды трансгрессий и регрессий океана такое равновесие нарушается. Трансгрессии поэтому должны наблюдаться в эпохи интенсивного вулканизма, а регрессии при его затухании.

Проседания океанической коры связаны с дегазацией ПАС: вулканы активизируются и вода из недр пополняет чаши океанов, идет трансгрессия, т.е. вода наступает на сушу. В обратном направлении процесс идет в эпохи орогении.

СОСТОЯНИЕ ВОДЫ ВНУТРИ РАЗЛОМОВ ЗЕМНОЙ КОРЫ

Разлом коры на океаническом дне естественно заполнен водой. Когда в силу внешних или внутренних причин разлом начинает углубляться, то вода способствует его раскрытию (эффект понижения прочности Ребиндера). По мере углубления, вода, входящая в трещины, нагревается. Её кинетическая энергия возрастает, а тем более после перехода её в парообразное состояние. Это опять-таки усиливает её влияние на раскрытие разлома и его углубление.

В соответствии с представлениями гидрогеологов из Геологического института РАН (Ф.А. Макаренко, В.И. Кононов и др.) подземная вода глубокого погружения проходит стадии «жидкой структурированной» воды между изотермами фазового состояния «лед - вода» и «вода - пар», которое охватывает 80% земной коры. Температура достигает 450 °С, а давление 25 кбар. Ниже, между изотермами 450 °С и 700 °С, располагается «слой уплотненного флюида». Здесь водородные связи непрочно и молекулы воды становятся свободными. Благодаря высоким давлениям (до 50 кбар), флюид находится в уплотненном состоянии. Мощность его присутствия

составляет 3–80 км, а максимальная глубина достигает 160 км, но под островными дугами не превышает 11 км.

Такая зональность верна для свободных вод в составе пород литосферы.

В астеносфере, где температуры уже порядка 1300–1700 °С, вода (как указывалось выше) распадается на её составляющие, и представляет собой газ. При давлении выше критического или температуре выше критической нет физической разницы между жидкостью и газом, не существует поверхность раздела между этими фазами, они непрерывно переходят друг в друга.

Что касается разломов на материках и в горной местности, то здесь раскрытие и продвижение разломов вглубь стягивает и увлекает за собой вышележащие подземные и поверхностные воды. Вот почему при подготовке землетрясений, как правило, наблюдается понижение уровней в скважинах и даже колодцах, если конечно верховодка не перекрыта ниже изолирующими глинистыми пластами.

Тот факт, что возраст материков более 3 млрд. лет, а возраст дна океанов порядка 150 млн. лет (т.е. океаническая кора в 20 раз моложе континентальной), должен послужить отправной точкой в рассуждениях о тектонике рельефа Земли. Многократные обновления 2/3 коры и именно океанической дает повод задуматься над ролью океанов в геологическом развитии литосферы.

На сегодня установлено, что Венера, лишенная водной оболочки, не испытала никаких движений плит её литосферы.

В чем же спрашивается роль воды?

Во-первых, она продукт диффузии водорода из недр планеты. И в этом правы В.Н. Ларин и другие, предполагая гидридный состав ядра Земли.

Во-вторых, она является той «смазкой», которая поддерживает движение магматических потоков в астеносфере и, тем самым, обеспечивает круговорот и переплавку океанической коры, а также перемещения континентальных айсбергов».

В-третьих, она является тем взрывчатым флюидом, проникающим в недра, который производит землетрясения и вулканические извержения.

В-четвертых, она, возвращаясь из недр, выносит на поверхность планеты весь спектр полезных ископаемых, которыми мы пользуемся.

В-пятых, она прародительница всего живого на Земле.

Таков по большому счету далеко не полный перечень участия воды в геологических процессах на Земле. И здесь прав С.М. Григорьев, называя воду скульптором лика земного.

Участие воды в серпентизации магматических расплавов один из ведущих механизмов горообразования. Превращение оливина $(Mg, Fe)_2 [SiO_4]$ в серпентин приводит к увеличению объема горной породы до 25%.

Таким образом, гидратация пород астеносферы создает при кристаллизации расплава или полурасплава кристаллитное давление, которое в совокупности с изостазией поднимает цепи гор на месте геосинклинальных прогибов и в рифтовых расселинах.

Насколько глубоко в недра могут проникать поверхностные воды?

По нашему представлению, до глубин около 1000 км, т.е. до тех глубин, где зафиксированы самые глубокофокусные очаги землетрясений (ЗТ). Глубина проникновения воды существенным образом зависит от апертуры (степени раскрытости) разлома коры, поскольку определяется гидростатическим давлением столба воды. Если щель слишком мала, вода зависает за счет поверхностных сил притяжения.

От глубины проникновения наружных вод зависит нахождение гипоцентра ЗТ, объём горных пород вокруг которого взрывается [4]. Формирование трубок взрыва идет по другому пути. Это гирляндно-распределенный дизельный взрыв [9].

Взрывной механизм с участием морских вод очевидно присущ и появлению офиолитов в разломах коры. В их состав входят горные породы, образовавшиеся из полурасплава в условиях, отвечающих верхней мантии Земли. Здесь вулканические горные породы, излившиеся в морской обстановке, морские кремнистые, карбонатные и обломочные осадочные образования, а также целая гамма промежуточных магматических пород, преимущественно обеднённых кремнеземом [13]. Словом «винегрет» взрывного происхождения. Взрывы, порождающие офиолитовый «винегрет», по-видимому, происходят подобно вулканическим извержениям, как было сформулировано академиком А.В. Пейве и его сотрудниками («Геотектоника», №6, 1977г.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной статьи нереально охватить столь обширную тему, поэтому автору пришлось лишь наметить канву, поскольку привлечение геологической фактуры, детализация отдельных положений, доказательства и числовые оценки и многое другое требует объёма книги, которая находится пока в рукописном виде, но готовится к изданию.

Дискуссия по поводу того, является ли новая глобальная тектоника (НГТ) базовой теорией геологической науки продолжается уже многие годы. Справедливой критики вполне достаточно, однако требуется ещё иное конструктивное решение этой актуальной сверхзадачи.

Плюм-тектоника, развиваемая в первую очередь японскими геофизиками и геологами (С. Маруяма, М., С. Каваками и др.) и российскими учеными (А.Н. Дмитриевский, В.Е. Хаин и др.), на наш взгляд, не может пока претендовать на роль общей парадигмы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Голева Р.В. К проблеме изучения и освоения минерально-сырьевых ресурсов Мирового океана. // Ресурсы недр. - М.: ВИМС, 2010. - №1.
2. Григорьев С.М., Емцев М.Т. Скульптор лика земного. - М.: Мысль, 1977. - 192 с.

REFERENCES

1. Goleva R.V. Problem of exploration and development of mineral resources of the World ocean. // Of subsoil resources. - Moscow: VIMS, 2010. - #.1
2. Grigoriev S.M., Emtsev M.T. Sculptor the face of the earth. - Moscow: Mysl', 1977. - 192 p.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

3. Иванников В.И. Геологические парадоксы тектонического развития литосферы Земли. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. - №8. - с. 50-57.
4. Иванников В.И. Модель имплозии очага землетрясения. // Отечественная геология. - М.: ЦНИИГИЦИБМ, 2014. - №4. - с. 50-57.
5. Иванников В.И. Теория Земли. Часть 1 «Ядро». // Глубинная нефть. - М.: Тимурзиев А.И., 2013. - т. 1. - №12 - с. 1935-1951.
6. Иванников В.И. О землетрясениях. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. - №4. - с. 40-54.
7. Иванников В.И. О механизме тектогенеза литосферы Земли. // Отечественная геология. М.: ЦНИИГИЦИБМ, 1995. - №12. - с. 63-65.
8. Иванников В.И. Волновая термодинамическая модель механизма глобальной тектоники Земли. // Каротажник. - Тверь: Ассоциация «АИС», 2012. - вып. 4. - с. 69-77.
9. Иванников В.И. Гирляндно-взрывной механизм формирования кимберлитовых трубок и природного синтеза алмазов. // Известия РАЕН. - М.: МГУ, 2011. - вып. 20. с. 117-118.
10. Ильин А.В. Рельеф дна океана и новая глобальная тектоника. // Природа. - М.: РАН, 1979. - №3. с. 93-102.
11. Ильин А.В. Изменчивый лик глубин (проблемы изученности дна океанов). - М.: Недра, 1996.- 186 с.
12. Кеннет Дж. П. Морская геология (т. 1 и 2). - М.: Мир, 1987. - с. 397, 384.
13. Кузнецов П.П. Каменное дыхание Земли (Взгляд на проблемы мобилизма). - Новосибирск.: Наука, 1990. - 78 с.
14. Новая глобальная тектоника (тектоника плит). сб. статей, пер. с англ. - М.: Мир, 1974. - 471 с.
15. Семененко Н.П. Континентальная кора. - Киев: Наукова думка, 1975. - 198 с.
16. Шило Н.А. Витватерсранд: физика рудогенеза. // Известия РАЕН. - М.: МГУ, 2008. - вып.16.- с. 3-12.
17. Fyef W.S., Price N.J., Thompson A.B. Fluids in the Earth's crust Amsterdam, Elsevier, 1978 - 376 p.
18. Wilson J.T. New Class of Faults and Their Bearing on Continental Drift Nature. - 207. - 1965. - pp. 343-347.
19. Уэда С. Новый взгляд на Землю. - М.: Мир, 1980. - 213 с.
20. Киркинский В.А. Механизм и цикличность глобального тектогенеза. - Новосибирск: Наука, 1987. - 71 с.

REFERENCES (ending)

3. Ivannikov V.I. Tectonic development of the Earth lithosphere: geological paradoxes. // Geology, Geophysics and development of oil and gas fields. - M.: PJSC "VNIIOENG", 2012. - #8. - p. 50-57.
4. Ivannikov V.I. Model of the earthquake implosion. // Domestic Geology. - M.: CNIIGICiBM, 2014.- #4. - p. 50-57.
5. Ivannikov V.I. Theory Of The Earth. Part 1 "The core ". // Deep oil. - M.: Timurziev A. I., 2013. - v.1. - #12 - p. 1935-1951.
6. Ivannikov V.I. About earthquakes. // Geology, Geophysics and development of oil and gas fields. - M.: PJSC "VNIIOENG", 2015. - #4. - p. 40-54.
7. Ivannikov V.I. On the mechanism of tectonic activity of the Earth's lithosphere. // Domestic Geology. M.: CNIIGICiBM, 1995. - #12. - p. 63-65.
8. Ivannikov V.I. Wave thermodynamic model of the mechanism of global tectonics of the Earth. // Logger. - Tver: AIS, 2012. - v. 4. - p. 69-77.
9. Ivannikov V.I. Daisy-explosive mechanism of formation of kimberlite pipes and natural diamond synthesis. // Izvestiya RAEN. - M.: Moscow state University, 2011. - vol. 20. p. 117-118.
10. Ilin A.V. Topography of the ocean floor and the new global tectonics. // Nature. - M.: Russian Academy of Sciences, 1979. - #3. p. 93-102.
11. Ilin A.V. the changing face of the deep (problems of study of the ocean floor). - M.: Nedra, 1996. - 186 p.
12. Kenneth George. P. Marine Geology (vol. 1 and 2). - M.: Mir, 1987. - p. 397, 384.
13. Kuznetsov P.P. Stone the breath of the Earth (Look at the problems of mobilism). - Novosibirsk.: Science, 1990. - 78 p.
14. The new global tectonics (plate tectonics). collection of articles, translated from English. - M.: Mir, 1974. - 471 p.
15. Semenenko N.P. Continental crust. - Kiev: Naukova Dumka, 1975. - 198 p.
16. Shilo N.A. The Witwatersrand: the physics of Genesis. // Izvestiya RAEN. - M.: Moscow state University, 2008. - vol. 16. - p. 3-12.
17. Fyef W.S., Price N.J., Thompson A.B. Fluids in the Earth's crust Amsterdam, Elsevier, 1978 - 376 p.
18. Wilson J.T. New Class of Faults and Their Bearing on Continental Drift Nature. - 207. - 1965. - pp. 343-347.
19. Ueda S. New view of the Earth. - M.: Mir, 1980. - 213 p.
20. Kirkinskiy V.A. The mechanism and the cyclical nature of global tectogenesis. - Novosibirsk: Nauka, 1987. - 71 p.

Геодинамо

В.И. Иванников – доктор техн. наук, академик РАН

Ульям Гильберт, придворный врач королевы Елизаветы I, в 1600 году объяснил существование магнитосферы Земли присутствием в её ядре огромного сферического магнита (6), полюсы которого расположены почти у географических полюсов (рис. 1).

Согласно другой гипотезе любое вращающееся тело неизбежно намагничивается просто вследствие своего вращения. Английский физик, лауреат Нобелевской премии П.М.С. Блэккет выдвинул эту гипотезу и предположил, что магнетизм таких небесных тел, как Солнце и Земля, может быть обусловлен их вращением. Его эксперименты, однако, не увенчались успехом, о чем он сообщил в широко известной статье «Отрицательный эксперимент» [4]. Альберт Эйнштейн относил решение задачи генерации геомагнитного поля к одной из пяти главных проблем физики.

Толчком для возвращения к проблеме происхождения геомагнитного поля послужило сообщение австралийских геофизиков [7]. Они установили, что внутреннее ядро Земли «рассинхронизировано» в скорости вращения относительно остальной части планеты. Об этом извещает статья группы ученых Австралийского национального университета (UNA), опубликованная в Nature Geoscience.

Построив математическую модель, авторы установили, что среднее отклонение скорости вращения твердого железного ядра Земли относительно поверхности Земли составляет от 0,25° до 0,48° в год. В течение одного десятилетия разница может достигнуть 1 градуса в год.

Геофизическая модель была построена на основе данных, полученных за период с 1961 по 2007 годы по результатам сейсмологических наблюдений 24 парных («дуплетных») землетрясений.

Несоответствие вращения ядра и мантии Земли её врожденное свойство, в противном случае система была бы жестко связана, что противоречит наличию «жидкой» оболочки у ядра. Именно она и допускает запаздывание вращения ядра (его пониженную скорость вращения).

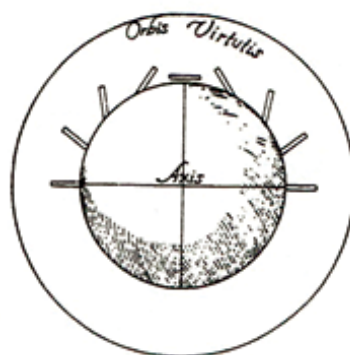


Рис. 1. Сферическая магнитная Земля по У. Гильберту.

Другая особенность динамики вращения Земли заключается в том, что ведущим звеном (маховиком) является мантия, ибо она составляет остов планеты и 67% её массы (Земля – $5,976 \cdot 10^{24}$ кг; ядро – $1,932 \cdot 10^{24}$ кг). Таким образом, момент вращения всегда передается от мантии к ядру (момент вращения Земли $7 \cdot 10^{33}$ кг·м²/с).

Нестабильность вращения ядра (оно ускоряется и сбрасывает скорость) отметил руководитель австралийской группы геофизиков Хрвое Ткалчич [1].

Идея геодинамо в нашем варианте чрезвычайно проста (рис. 2). Когда в оболочке ядра движутся заряженные частицы H⁺ (они движутся по слоям подобие тока в обычной катушке), то в железном сердечнике-ядре возникает магнитное поле с полюсами на оси вращения планеты. Это простой школьный опыт, проделанный Роуландом, показал, что магнитные поля постоянных магнитных тел (рис. 3) создаются движением электрических зарядов.

Поскольку сердечник-ядро приводится во вращение мантией, то магнитное поле в нём поддерживается постоянно. По мере износа сердечника-ядра магнитное поле будет постепенно ослабевать. В работе [5] прогнозируется снижение его напряжённости на 2-4 процента за один цикл инверсии (т.е. за несколько тысячелетий).

Вообще говоря, для покоящегося наблюдателя статические электрические заряды создают только электрическое поле, а движущиеся электрические заряды, сверх того и магнитное поле. Эта связь между магнитным и электрическим полями вытекает из опытов Г. Роуланда (1848-1901 г.г.).

Механика работы ядра Земли заключается в следующем.

Мантия через жидкую оболочку приводит во вращение твердое ядро, которое движется с меньшей угловой скоростью вследствие потерь механической энергии на трение в жидкой оболочке Земли.

За счет граничного трения ядра и окружающей его оболочки в целом твердое ядро изнашивается (рис. 4 а, б)

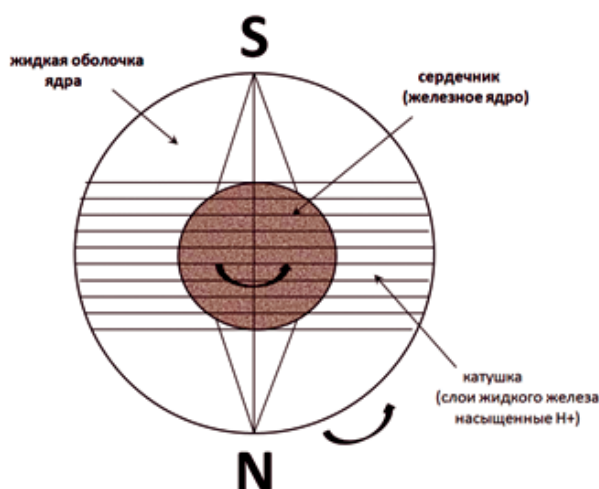


Рис. 2. Схема ядра Земли.

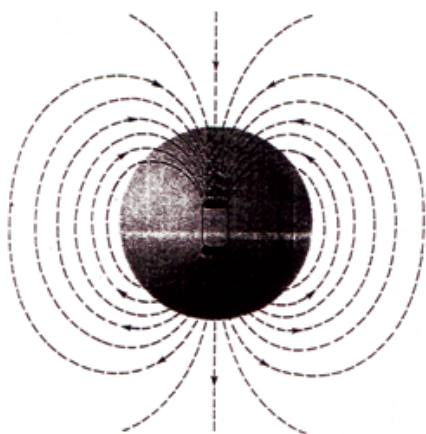


Рис. 3. Магнитное поле Земли похоже на поле сильного стержневого магнита, находящегося в её центре. Стрелки показывают направление силовых линий. Угол пересечения такой линии с земной поверхностью называется наклонением магнитного поля. Таким образом, на экваторе наклонение равно 0° , а у магнитных полюсов диполя – 90° .

и выделяет в оболочку связанный водород (протонный газ), поэтому слои жидкой оболочки насыщены водородом (H^+). По этой причине она и диагностируется волнами как жидкая масса, имеющая возможность течь.

Течение в оболочке ядра ламинарное, т.е. послойное. Каждый слой

жидкого железа, несущий в себе частицы H^+ , можно уподобить витку катушки, в которой течет ток. Тогда твердое ядро с присовокупленной частью жидкого железа будет представлять собой сердечник, который намагничивается и имеет полюса. Догадка У. Гильберта, что внутри Земли имеется как бы магнитный стержень, была по существу верна. Поскольку вращение от мантии к ядру передается постоянно, то и магнитное поле в сердечнике будет поддерживаться постоянно.

Так работает геодинамо в стационарном режиме, но периодически происходят переполюсовки сердечника. Причина для этого – перевороты ядра-сердечника. Они повторяются через каждые 300-400 тысяч лет. Продолжительность одного поворота полюсов составляет около 10-15 тысяч лет (Ж. Кулон, 1969 г.). За последние 76 миллионов лет магнитное поле Земли меняло знак 171 раз.

Ключевой идеей в нашей модели Земли, как, впрочем, и других планет, обладающих магнитным полем в той или иной степени, является положение о гидридно-железном ядре, заполняющем внутреннюю полость мантии. Сама мантия служит базовой частью (остовом) земного шара и состоит из консолидированных минеральных частиц силикатных соединений.

Изначально мантия образовалась путем аккреции пылевых частиц на горячую еще затравку железного

ядра. Ядро, остывая, несколько уменьшилось в размерах, и вокруг него появилась жидкая оболочка. Со временем эта жидкая оболочка расширялась внутрь за счет трения ядра внутри жидкой оболочки, т.к. вращение ядру передается от вращения мантии через жидкостное трение в оболочке.

В результате трения в оболочке выделяется связанный в гидридном железе водород и тепло. В настоящее время твердое ядро имеет радиус ≈ 1300 км, а оболочка ≈ 3500 км.

В связи с потерями водорода из ядра Земля стала расширяться за счет разуплотнения мантии.

Потерю массы Земли за счет испарений водорода, которая сейчас происходит вследствие «переваривания» ядра планеты, предполагал еще В.Г. Фесенков. Согласно ему планеты земной группы при формировании были примерно в 30 раз массивнее, но «потеряли» потом 97% своей массы за счет легких газов водорода и гелия» [1]. То же мы находим и у А.А. Маракушева в работе [3].

Тепло при перегреве ядра отдается в виде солитонной волны и уходит к поверхности планеты.

Протонный газ (H^+) мигрирует из ядра сквозь разуплотненные породы мантии, и в определенном количестве скапливается и остается в астеносфере под корой.

Такова в общих чертах динамо-машина ядра Земли и её работа.

Теперь перейдем к проблеме геодинамо и магнитосферы Земли, используя данную модель за основу.

На рис. 5 представлена упрощенная схема разреза земного шара. Мы выделили на ней две зоны течения и жидкостного трения внутри оболочки ядра: зону торсионного трения А и зону тангенциального трения В. Очевидно, что трение слоев течения зоны В и передает вращение от мантии к ядру, а зона А практически не влияет на вращение ядра.

В зоне В идет в основном выделение протонного газа (H^+), он насыщает оболочку ядра зарядами. Эти заряды вращаются в слоях по круговым орбитам, поэтому мы их считаем электрическим током большой «катушки». Сердечником является само твердое ядро. Вот вам работающее динамо.

Но интересно другое: у этого геодинамо, генерирующего магнитное поле Земли (магнитосферу), есть свои особенности – оно периодически меняет свою полярность. Иногда

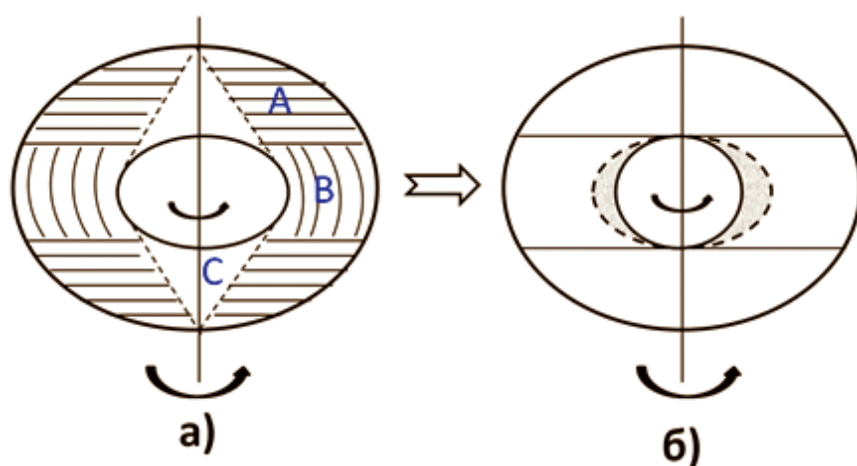


Рис. 4. Упрощенная модель вязкого трения в жидкой оболочке ядра Земли.

А – зона тормозного трения

В – зона тангенциального трения

С – зона застоя

(Изнашивание и округление ядра за счёт бокового трения слоёв в оболочке ядра).

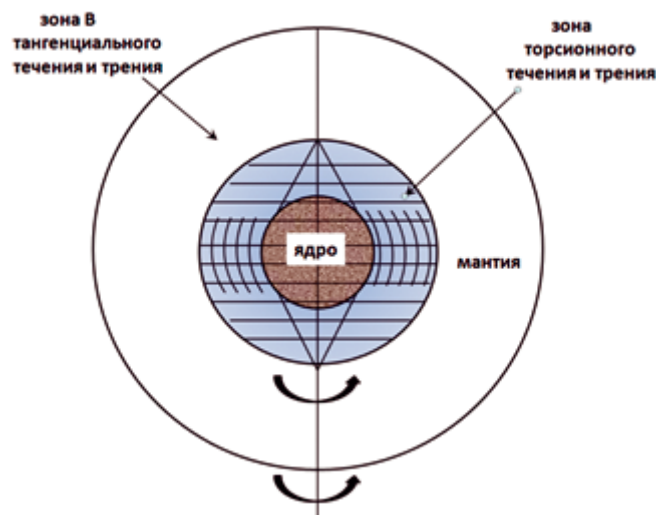


Рис. 5. Две зоны течения и трения в жидкой оболочке ядра Земли.

геомагнитное поле сохраняет ориентацию в течение десятков миллионов лет, а иногда - не более 500 веков. Сам процесс инверсии занимает несколько тысячелетий, и по завершению его напряжённость поля, как правило, не возвращается к прежней величине, а уменьшается на несколько процентов.

В рамках нашей модели это вполне уместное явление. Боковой износ ядра за счёт тангенциального трения (в зоне В) делает ядро гироскопически неустойчивым (см. рис. 6 а, б, в, г) и оно разворачивается в устойчивое положение.

Когда ядро становится круглым (центрированным шаром), оно получает все 3 степени свободы вращательного движения вокруг точки С, как около неподвижного центра. В этот момент Луна, как поворотный ключ, за счёт гравитационного притяжения осуществляет переворот ядра и смену его магнитных полюсов. Затем ядро под действием центробежных сил приобретает опять сплюснутую форму и последующие 50 тысяч лет имеет устойчивое гироскопическое вращение до момента стачивания боковых выступов (перехода их из твердого состояния в жидкое).

В момент разворота ядра резко падает его тормозящее действие (момент нарушения гироскопической устойчивости) и внешняя оболочка (мантия), представляющая собой остов Земли, также получает реактивный поворот. Отсюда имеют место подвижки ледяных шапок и смещения литосферных плит.

Каковы вытекающие следствия и факты доказательства предлагаемой автором модели геодинамо Земли?

Они следующие:

- мантия обладает 67% массы Земли, что определяет её ведущую роль в качестве маховика планеты (по количеству ранее приобретенного движения);
- текучесть вещества в оболочке ядра уверенно определяется прохождением продольных и поперечных сейсмических волн;
- блуждание магнитных полюсов свидетельствует о нестабильности положения ядра в теле Земли;
- переполусовка изверженных пород на поверхности Земли говорит о сменах полярности геодинамо;
- закономерно, что интервалы смены полярности сокращаются ближе к нашему времени (рис. 7, 8, табл. 1), поскольку ядро постепенно изнашивается;
- геомагнитное поле Земли существует более 3,5 млрд. лет и магнитные полюса обменивались местами тысячи раз;
- подвижки ледяных шапок на географических полюсах, их следы

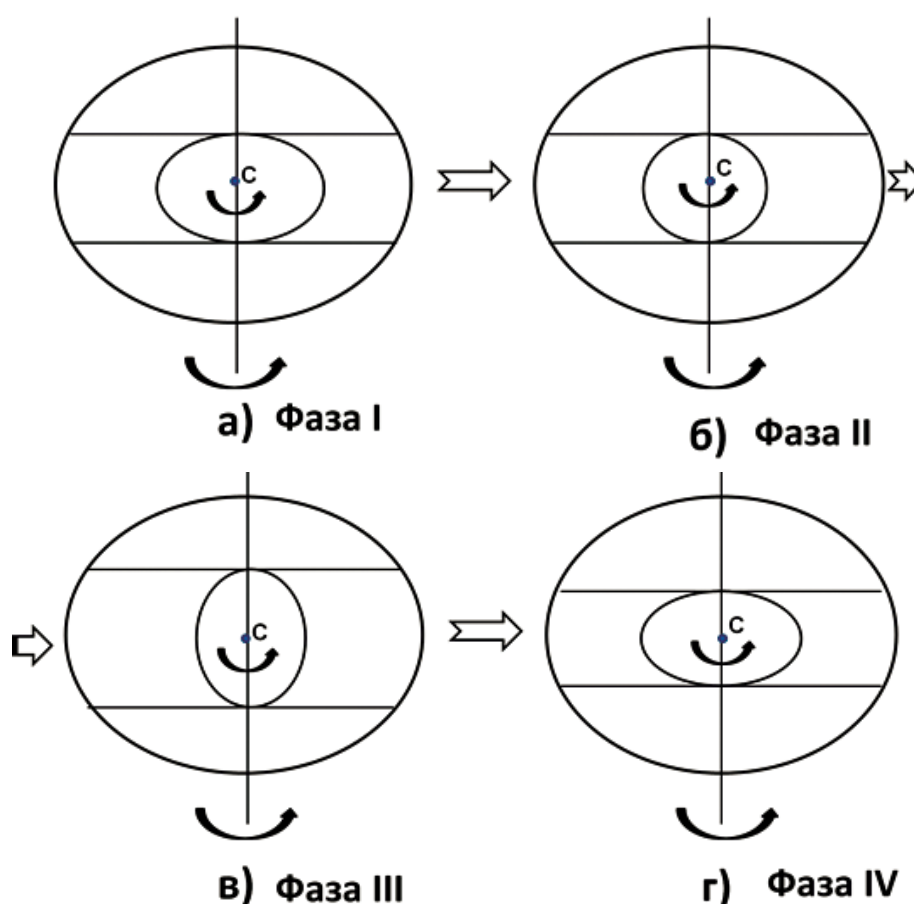


Рис. 6. Фазы трансформации и поворота ядра Земли.

- а) устойчивое состояние вращения
б) округление ядра
в) критическая неустойчивость
г) возврат в устойчивое положение.

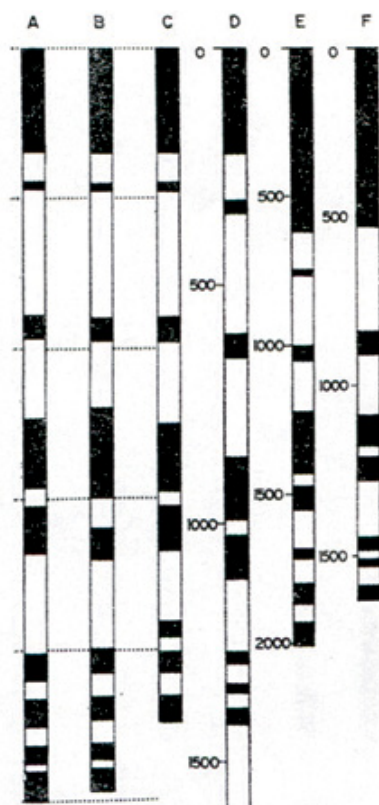


Рис. 7. Сравнение шкалы инверсий за последние 5 млн. лет, полученной при изучении кернов океанических осадков, и шкалы инверсий, составленной по рисунку магнитных аномалий.

Колонка А представляет шкалу времени, принятую в настоящей статье; колонка В – шкалу Пимана и Хейршлера (Pitman, Heirtzler, 1966); колонка С – шкалу, составленную по кернам пород (Hays, Opdyke, 1967). На колонках D, E и F изображена магнитная характеристика трёх кернов осадочных пород, использованных Хейсом и Опдайком при составлении шкалы..

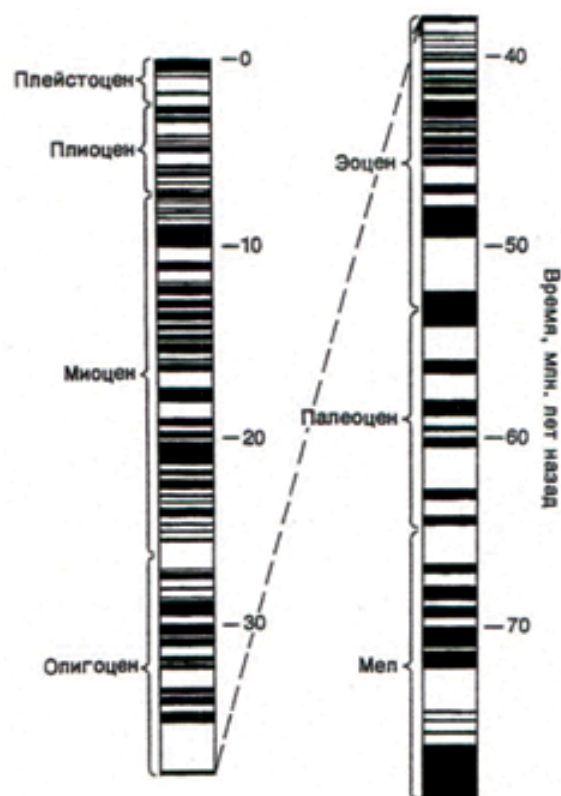


Рис. 8. Хронологическая шкала изменения полярности дипольной составляющей магнитного поля Земли в течение последних 80 млн. лет. Чёрные интервалы соответствуют «нормальному» направлению поля (имеющему тот же знак, что и современное поле), а белые интервалы – противоположному направлению. Предполагается, что процесс обращения поля занимает до 10^4 лет, но после каждой инверсии магнитное поле сохраняет свою полярность примерно 10^5 и более лет.

движения, свидетельствуют о повторяющихся смещениях полярных шапок в периоды разворота ядра;

- современное смещения северного и южного магнитных полюсов на 15-50 км/год (по данным руководителя геомагнитной лаборатории канадской Службы геологических исследований Лоуренса Ньюитта) указывает на текущий разворот ядра Земли;

- напряженность магнитного поля на полюсах составляет 52,5 А/м, а на экваторе 27 А/м. Согласно [5] в периоды инверсий магнитного поля заметно изменяется его напряженность, она минимальна;

- при округлении ядра резко падает его тормозящий момент, что отражается на отдаче мантии и катастрофическими последствиями на покрывающей её коре.

Таблица 1. Интервалы нормальной полярности, млн. лет.

0,00—0,69	16,03—16,41	37,89—38,26	68,84—69,14
0,89—1,93	17,33—17,80	38,68—38,77	69,93—71,12
1,78—1,93	17,83—18,02	38,83—38,92	71,22—72,11
2,48—2,93	18,91—19,26	39,03—39,11	74,17—74,30
3,06—3,37	19,62—19,96	39,42—39,47	74,64—76,33
4,04—4,22	20,19—21,31	39,77—40,00	
4,35—4,53	21,65—21,91	40,03—40,25	
4,66—4,77	22,17—22,64	40,71—40,97	
4,81—5,01	22,90—23,08	41,15—41,46	
5,61—5,88	23,29—23,40	41,52—41,96	
5,96—6,24	23,63—24,07	42,28—43,26	
6,57—6,70	24,41—24,59	43,34—43,56	
6,91—7,00	24,82—24,97	43,64—44,01	
7,07—7,46	25,25—25,43	44,21—44,69	
7,51—7,55	26,86—26,98	44,77—45,24	
7,91—8,28	27,05—27,37	45,32—45,79	
8,37—8,51	27,83—28,03	46,76—47,26	
8,79—9,94	28,35—28,44	47,91—49,58	
10,77—11,14	28,52—29,33	52,71—54,16	
11,72—11,85	29,78—30,42	55,92—56,66	
11,93—12,43	30,48—30,93	58,04—58,94	
12,72—13,09	31,50—31,84	59,43—59,69	
13,29—13,71	31,90—32,17	60,01—60,53	
13,96—14,28	33,16—33,55	62,75—63,28	
14,51—14,82	33,81—34,07	64,14—64,62	
14,88—15,45	34,52—35,00	66,65—67,10	
15,71—16,00	37,61—37,82	67,77—58,81	

Когда маховик мантии, вращающий ядро, вдруг получает резкое снижение тормозного момента из-за округления ядра, земной шар ускоряет свое вращение. Этот период был в конце палеозоя. Он характеризуется как начало расширения Земли (245 млн. лет назад) и т.н. «пермско-триасовое побоище». Расширение привело к большим разрывам коры, появлению океанов, трапповым излияниям базальтовой магмы на континентах и солей в морях, мощной активизации вулканической и тектонической деятельности.

«Пермско-триасовое побоище» - это массовая гибель биоты (80% всех обитателей морей и океанов и почти 70% всех позвоночных).

Отмечена так называемая магнитная аномалия Иллара - чехарда с магнитными полюсами. Магнитное поле Земли многократно меняло свое направление, не задерживаясь на одном месте более чем на 200-300 тысяч лет.

Позднее в юрское и меловое время наступило затишье, что оказалось весьма благотворным в истории развития органической жизни на Земле. Из этого можно сделать вывод, что спокойная жизнь на поверхности Земли зависит от состояния её ядра. В обычном представлении о неподвижности ядра такой зависимости не должно быть. Не исключается, что причиной расцвета органической жизни послужила несколько ускоренная смена дня и ночи (т.е. увеличение оборотов планеты).

Базальтовые излияния траппов на материках коррелируются с наращиванием океанической базальтовой коры, подтверждая тем самым процесс расширения Земли.

Магнитное поле Земли, несомненно, генерируется работой геодинamo и, в частности потому, что оно дипольное и создается по принципу катушки с сердечником. Его

особенность заключается в том, что твёрдое ядро имеет мощную жидкую оболочку.

Ядра других планет солнечного окружения вероятно жидкие без твердого сердечника. Это хорошо иллюстрируется на примерах планет ближнего круга:

- Меркурий имеет напряженность магнитного поля около 0,159 А/м (в 300 раз меньше, чем на Земле);

- Венера имеет очень слабое магнитное поле ($\approx 10^{-4}$ к земному);

- Марс имеет также очень слабое магнитное поле и к тому же не дипольное.

Аргументами, подтверждающими идею жидкого ядра у планет Солнечной системы, можно считать тепловыделения из ядра за счет жидкого трения, а также вулканическую деятельность на поверхности. Если рассуждать от противного, то при твёрдом ядре, спаянном с мантией, в телах планет и многих спутников, ни вулканизма, ни магнитного поля, ни теплоотдачи изнутри не должно быть. Для примера можно взять хотя бы Энцелад или Европу с их вулканическими выбросами.

Некоторые исследователи [8 и др.] считают причиной проявления вулканизма на небесных телах рассогласование (эксцентриситет) центров тяжести ядра и мантии при вращении планет и спутников. Наш вариант с жидким железным ядром дает более удовлетворительное объяснение наблюдаемым явлениям.

В статье автор изложил свое видение на устройство и работу динамо-машины ядра Земли, а также известные факты и наблюдения, прямо или косвенно подтверждающие данную модель. Степень приближения и адекватность любой модели к натуре проверяется в геологии по следствиям и возможности прогнозирования событий будущего.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бронштэн В.А. Беседы о космосе и гипотезах. – М.: Наука, 1968.
2. Брагинский В.Б., Полнарев А.Г. Удивительная гравитация. – М.: Наука, 1985. – 160 с.
3. Маракушев А.А. Происхождение Земли и Луны в свете новейших достижений астрономии. // Известия РАЕН. – М.: МГУ, 2000. – вып. 5.
4. Blackett P.M.S. A Negative Experiment Relating to Magnetism and the Earth's Rotation Philosophical Transactions Royal Society of London. a 245, pp. 309-370. -1952.
5. Dunn J.P., Fuller M. Ito M., Schmidt V.A. Palaeomagnetic study of a reversal of the Earth's magnetic field Science. – 172. – 1971. – pp. 840-845.
6. Gilbert W. De Magnete. London: Short, 1960, New York. - Dover Publication.- 368 pp. 1958.
7. Hrvoje Tkalčić, Mallory Young, Thomas Bodin, Silvie Ngo, Malcolm Sambridge. The shuffling rotation of the Earth's inner core revealed by earthquake doublets Nature Geoscience. - vol. 6. – 2013. - pp. 497-502.
8. Баркин Ю.В. Механизм активной жизни Земли и других небесных тел. // Известия РАЕН - М.: МГУ, 2011. - вып. 20. - с. 5-14.

REFERENCES

1. Bronshten V.A. Conversations about the space and hypotheses. – M.: Nauka, 1968.
2. Braginsky V.B., Polnarev A.G. Amazing gravity. – M.: Nauka, 1985. – 160 p.
3. Marakushev A.A. Origin of the Earth and the Moon in the light of the latest achievements in astronomy. // Izvestiya RAEN. - M.: MSU, 2000. - vol. 5.
4. Blackett P.M.S. A Negative Experiment Relating to Magnetism and the Earth's Rotation Philosophical Transactions Royal Society of London. a 245, pp. 309-370. - 1952.
5. Dunn J.P., Fuller M. Ito M., Schmidt V.A. Palaeomagnetic study of a reversal of the Earth's magnetic field Science. – 172. – 1971. - pp. 840-845.
6. Gilbert W. De Magnete. London: Short, 1960, New York. - Dover Publication.- 368 pp. 1958.
7. Hrvoje Tkalčić, Mallory Young, Thomas Bodin, Silvie Ngo, Malcolm Sambridge. The shuffling rotation of the Earth's inner core revealed by earthquake doublets Nature Geoscience. - vol. 6. – 2013. - pp. 497-502.
8. Barkin Yu.V. Mechanism of active life of the Earth and other celestial bodies. // Proceedings of the Academy of natural Sciences. M.: Moscow state University, 2011. - v. 20. - p. 5-14.

Аннотации статей

УДК 553.981

ИЗУЧЕНИЕ СОСТАВА И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГИДРАТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА, ПОЛУЧЕННЫХ ИЗ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ РАСТВОРОВ ХЛОРКАЛЬЦИЕВОГО ТИПА (С. 5)

Айталиня Федоровна Федорова
Людмила Петровна Калачева

ФГБУН Институт проблем нефти и газа СО РАН
677980, г. Якутск, ул. Октябрьская, 1,
ИПНГ СО РАН
E-mail: faitalina@mail.ru
Тел.: 8-9644179858

В результате проведенных экспериментальных исследований установлено, влияние минерализации растворов на состав и физико-химические свойства гидратов природного газа. В гидратах, полученных из минерализованных растворов, происходит концентрирование пропана и изобутана. Чем выше концентрация растворов хлорида кальция, тем больше средняя молекулярная масса газогидратообразователя, степень заполнения больших полостей и плотность гидратов.

Ключевые слова: гидраты природного газа; компонентный состав газа; минерализация растворов.

УДК 622.24.063

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ (С. 8)

Николай Владимирович Соловьев
Хайдарали Нуралиевич Курбанов
Нгуен Тиен Хунг

МГРИ-РГГРУ
117997 Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: nvs@mgri-rggru.ru
Тел.: 8 (495) 433-59-96

В последние годы при проводке скважин широкое применение нашли биополимерные буровые растворы, обладающие высокими суспендирующими и выносящими свойствами, минимальным загрязнением продуктивного пласта.

В работе приводятся результаты лабораторных исследований реологических свойств биополимерных буровых растворов

Ключевые слова: бурение; реология; биополимеры; катионные полимеры; транспортирование шлама; промывочная жидкость.

УДК 622.24.063

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ ПЛАСТА (С. 18)

Хайдарали Нуралиевич Курбанов

МГРИ-РГГРУ
117997 Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: khkurbanov@gmail.com
Тел.: 8 (495) 433-59-96

Основные трудности при выборе жидкости для первичного вскрытия продуктивных горизонтов возникают для терригенных коллекторов, в связи с тем, что в карбонатных коллекторах проницаемость восстанавливается после кислотной обработки, а в терригенных нет. Поэтому, совершенствование и использование буровых растворов на водной основе для вскрытия терригенных коллекторов является более перспективным и актуальным для эффективного удаления шлама из скважин и сохранения естественной проницаемости продуктивных коллекторов.

Ключевые слова: бурение; биополимеры; катионные полимеры; фильтрационно-емкостные свойства; проницаемость по керну.

УДК 622.24.063.2

СРАВНИТЕЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА И СВОЙСТВ ВЫПУСКАЕМЫХ ПРОМЫШЛЕННО ПОЛИСАХАРИДНЫХ РЕАГЕНТОВ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ИМПОРТНОГО ПРОИЗВОДСТВА (С. 24)

Рашид Равильевич Сагитов
Константин Мадестович Минаев

Национальный исследовательский
Томский политехнический университет

634050, г. Томск, проспект Ленина, дом 30

E-mail: minaevkm@bk.ru

Тел.: +7-903-915-28-67

Проведены исследования образцов отечественных и зарубежных химических реагентов, используемых при бурении скважин. Определены основные свойства для реагентов на основе полианионной целлюлозы, карбоксиметилцеллюлозы, крахмала, гидроксипропилцеллюлозы для промышленно выпускаемых образцов. Выявлены отличия между отечественными и зарубежными реагентами.

Ключевые слова: полисахариды; химические реагенты; полианионная целлюлоза; карбоксиметилцеллюлоза; буровой раствор.

УДК 622.248.051.64

АЛМАЗНЫЙ СТАБИЛИЗИРУЮЩИЙ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН (С. 27)

¹Юрий Евдокимович Будюков
¹Василий Иванович Спирин
²М.С. Молдабеков

¹АО «Тульское научно-исследовательское геологическое предприятие»
300026, г. Тула, ул. Скуратовская, № 98

E-mail: tnigp@rusgeology.ru

²НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет»
050013, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Сатбаева, 22А
E-mail: allnt@ntu.kz

В статье рассмотрены вопросы искривления ствола скважины при разбуривании перемежающихся по твердости горных пород алмазным породоразрушающим инструментом. Приведены рекомендации по выбору рациональных параметров алмазных коронок, способствующих стабилизации направления бурения и сохранности керна. На основе результатов исследований в АО «Тульское НИГП» создан специальный алмазный породоразрушающий инструмент для бурения вертикальных

скважин. В статье приведено описание конструкции и принципа работы породоразрушающего инструмента.

Ключевые слова: искривление скважины; алмазное бурение; алмазная коронка; буровой инструмент; матрица.

УДК 622.235

МОДЕЛИРОВАНИЕ УСЛОВИЙ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОЦЕНКЕ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД (с. 31)

**Даниил Александрович Карманский
Дмитрий Геннадьевич Петраков**

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»
199106, Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д. 2.
E-mail: karmanskiy.da@yandex.ru

Напряжённое состояние горных пород и пластовое давление оказывают воздействие на продуктивный пласт и ствол скважины, а так же на компоновку заканчивания. Процессы бурения, добычи и закачки изменяют состояние пласта, нанося существенный ущерб добывающим и сервисным компаниям. Благодаря возможности проведения измерений, моделирования и мониторинга геомеханических процессов компании-операторы способны прогнозировать либо предотвращать осложнения, возникающие в результате воздействия изменяющихся напряжений и давления в пласте при разработке в течение всего срока эксплуатации месторождений.

Ключевые слова: геомеханика; моделирование; деформации; разработка; давление.

УДК 550.4:552.578.3

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ФОРМИРОВАНИЯ ИСКУССТВЕННЫХ ОБРАЗЦОВ ГЛИНИСТО-КРЕМНИСТЫХ СЛАНЦЕВЫХ ПОРОД (с. 34)

¹Татос Владимирович Арутюнов
¹Ольга Вадимовна Савенок
²Дмитрий Сергеевич Шляховой

¹ФГБОУ ВО «КубГУ»
350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2,
институт Нефти, газа и энергетики
E-mail: olgasavenok@mail.ru
²ООО «Инко-Сервис»

400005, г. Волгоград, ул. Дымченко, д. 8, офис 412
E-mail: dmitry.sns@yandex.ru

В статье ставится задача теоретического исследования процесса формирования глинисто-кремнистых сланцевых пород. Эта задача может рассматриваться как базовая при исследовании сланцевых пород, решение которой позволяет на системном уровне исследовать процессы формирования углеводородов на неорганических подложках. В частности, предполагается исследовать такие характеристики глинисто-кремнистых сланцевых пород как удельная поверхность, способность создания новых поверхностей, проницаемость и сопоставить их с модельными параметрами. Выбор указанных параметров вызван следующими обстоятельствами. Технологические методы извлечения сланцевых отложений направлены на развитие трещиноватости пород, для чего применяется множественный гидроразрыв и горизонтальное бурение. С точки зрения характеристик пород цель указанной технологии состоит в создании разрушения и диспергирования породы, что означает организацию высокой величины удельной поверхности породы. При гидроразрыве используются большие объёмы воды, и, чем выше проницаемость породы, тем быстрее и легче будет проходить разрушение и диспергирование горной породы. Таким образом, проницаемость, способность создания новых поверхностей и удельная поверхность – базовые технологические параметры сланцевых пород.

Ключевые слова: глинисто-кремнистые сланцевые породы; исследование свойств искусственных образцов; процесс формирования образца; гистограмма распределения частиц.

УДК 551.12

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ КОНЦЕПЦИЯ НОВОЙ ГЛОБАЛЬНОЙ ТЕКТНИКЕ ЗЕМЛИ (с. 40)

Владимир Иванович Иванников

ООО Фирма «АТЛАС»
123423, Москва, ул. Народного Ополчения, дом 28, корп. 1, оф.161
E-mail: firma-atlas@mail.ru

В статье дана сжатая версия глобальной тектоники Земли, как альтернатива общеизвестной тектонике плит, часть положений которой не отвергается, и признается действительными. Однако ведущим процессом утверждается перманентное расширение Земли и пульсации её астеносферы под действием периодического прихода солитонных волн тепла и водорода из ядра планеты.

Ключевые слова: мантия; астеносфера; литосфера; ядро Земли; водород; вода.

УДК 551.16

ГЕОДИНАМО (с. 51)

Владимир Иванович Иванников

ООО Фирма «АТЛАС»
123423, Москва, ул. Народного Ополчения, дом 28, корп. 1, оф.161
E-mail: firma-atlas@mail.ru

Наличие мощного магнитного поля Земли предполагает существование динамо-системы в ядре планеты. Автор, исходя из собственного представления об устройстве внутренних частей Земли, дает новую простую модель работы геодинамо.

Ключевые слова: ядро Земли; оболочка ядра; протонный газ; геодинамо; магнитное поле.

THE STUDY OF THE COMPOSITION AND PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES OF NATURAL GAS HYDRATES OBTAINED FROM MINERALIZED SOLUTIONS OF CALCIUM CHLORIDE TYPE (p. 5)

**Aytalina Fedorovna Fedorova
Lyudmila Petrovna Kalacheva**

Oil and Gas Research Institute RAS (Jakutsk)
1, Oktjabr'skaja str., Jakutsk, 677980, Russia
E-mail: faitalina@mail.ru
Phone: 8-9644179858

As a result of experimental researches the effect of salinity solution on the composition and physico-chemical properties of natural gas hydrates is established. In the hydrates obtained from mineralized solutions, the concentration of propane and isobutene takes place. The higher the concentration of solutions of calcium chloride, the more the average molecular weight of hydrating agent, the degree of filling of the large cavities and the density of the hydrates.

Key words: natural gas hydrates; gas composition; salinity solutions.

THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS BIOPOLYMER (p. 8)

**Nikolay Vladimirovich Solov'ev
Khaydarali Nuraliyevich Kurbanov
Nguyen Tien Khung**

Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: nvs@mgpi-rggru.ru
Phone: 8 (495) 433-59-96

In recent years, for well construction widely used biopolymer drilling fluids with high suspendiruemye and the outflow properties, and pollution of a productive formation is minimal. The paper presents the results of laboratory studies of the rheological properties for biopolymer drilling fluids.

Key words: drilling; rheology; biopolymers; cationic polymers; transporting sludge washing liquid.

DRILLING FLUIDS TO PRESERVE THE PERMEABILITY AND POROSITY OF THE COLLECTOR IN PRIMARY

OPENING OF THE RESERVOIR (p. 18)

Khaydarali Nuraliyevich Kurbanov

Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: khkurbanov@gmail.com
Phone: 8 (495) 433-59-96

The main difficulties in the choice of fluid for initial drilling of productive horizons occur for terrigenous reservoirs; due to the fact that carbonate reservoirs permeability is recovered after acid treatment, and sandstone ones not. Therefore, improvement and use of water-based drilling fluids for terrigenous reservoir drilling is more promising and relevant for the efficient cuttings removal from the well and increase the permeability of productive reservoirs.

Key words: drilling; biopolymers; cationic polymers; reservoir properties; core permeability.

A COMPARATIVE STUDY OF DOMESTIC AND IMPORTED MANUFACTURED POLYSACCHARIDE REAGENTS: THE COMPOSITION AND PROPERTIES (p. 22)

**Rashid Ravilyevich Sagitov
Konstantin Madestovich Minayev**

National Research Tomsk Polytechnic University
30, Leninisky prospect, Tomsk, 634050, Russia
E-mail: minaevkm@bk.ru
Phone: +7-903-915-28-67

Studies of samples of domestic and foreign chemical reagents used in drilling has been conducted. The basic properties of reagent-based polyanionic cellulose, carboxymethylcellulose, starch, hydroxyethyl cellulose for industrially produced samples are determined. The differences between domestic and foreign reagents are identified.

Key words: polysaccharides; chemical reagents; polyanionic cellulose; carboxymethylcellulose; drilling mud.

STABILIZING DIAMOND ROCK CUTTING TOOL FOR EXPLORATORY WELL DRILLING (p. 27)

¹Yuriy Evdokimovich Budyukov

¹Vasiliy Ivanovich Spirin

²M.S. Moldabekov

¹JSC «Tula Scientific-Research Geological Institute»
98, Skuratovskaja str., Tula, 300026, Russia
E-mail: tnigp@rusgeology.ru
Phone: (4872) 50-25-24
²Kazakh National Research Technical University
050013, Republic of Kazakhstan, Almaty, 22a, Satpaev Street
E-mail: allnt@ntu.kz

The article discusses the questions of wellbore curvature while drilling in alternating hardness rocks of diamond rock cutting tool. Recommendations for the choice of diamond bits rational parameters to help stabilize the direction and the preserve the sample are given. Based on the results of studies of AO "Tula NIGP" a special diamond drilling tool to drill vertical wells has been created. The article describes the design and principle of the tool operation.

Key words: wellbore deviation; diamond drilling; diamond crown; drilling tools; matrix.

SIMULATION LAB RESEARCH OF ROCK MECHANICAL PROPERTIES (p. 31)

**Daniil Aleksandrovich Karmanskiy
Dmitriy Gennadyevich Petrakov**

National Mineral-Resources University «Gorny»
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
E-mail: karmanskiy.da@yandex.ru

Stress and pressure affect every reservoir, wellbore and BHA. Drilling, production and injection processes modify these stresses and pressures, sometimes affecting mining and service companies activities and BHA design. Through advances in geomechanical measurements, modeling and monitoring, service companies are now able to predict and mitigate the effects of stress and pressures as they change throughout the life of their fields — from appraisal to abandonment.

Key words: geomechanics; modeling; strains; development; pressure.

THEORETICAL STUDY OF THE FORMATION OF ARTIFICIAL SAMPLES OF CLAY-SILICEOUS SHALE (p. 34)

¹Tatos Vladimirovich Arutyunov
¹Olga Vadimovna Savenok
²Dmitriy Sergeevich Shlyakhovoy

¹Kuban State University of Technology
 2, Moskovskaja St., Krasnodar, 350072, Russia

E-mail: olgasavenok@mail.ru

²LLC «Inko-Servis»

of. 412, 8, Dymchenko str., Volgograd, 400005, Russia.

E-mail: dmitry.sns@yandex.ru

The article discusses theoretical study of the formation of clay-siliceous shale. This problem can be regarded as basic in the study of shale rock, a decision which allows the system level to investigate the processes of formation of hydrocarbons on inorganic substrates. In particular, it is intended to investigate the characteristics of such clay-siliceous shale as the specific surface area, the ability to create new surfaces, permeability, and compare them with model parameters. The choice of these parameters is caused by the following circumstances. Technological methods of extracting shale deposits are aimed at the development of rock

fracturing, which are used multiple fracturing and horizontal drilling. From the viewpoint of characteristics of target species of this technology is to provide a rock destruction and dispersion, which means a high value of the specific organization of the rock surface. When fracturing uses large volumes of water, and the higher the permeability of the rock, the faster and easier it will be to pass the destruction and dispersion of species. Thus, permeability, the ability to create new surfaces and specific surface area are basic technological parameters for shale methods.

Key words: clay-siliceous shale rock; study the properties of artificial samples; the formation process of the sample; histogram of particle size distribution.

NEW GLOBAL TECTONICS OF THE EARTH: AN ALTERNATIVE CONCEPT (p. 40)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

LLC Firma «ATLAS»

of.161, 28-1, Narodnogo Opolchenija str., Moscow, 123423, Russia

E-mail: firma-atlas@mail.ru

The article presents a compressed

version of the global tectonics of the Earth, as an alternative to the well-known plate tectonics, part of which is not rejected, and remain valid. However, the main process is approved a permanent extension of Earth and the pulsations of her asthenosphere under the periodic arrival of the soliton waves of heat and hydrogen from the planet's core.

Key words: mantle; asthenosphere; lithosphere; the Earth's core; hydrogen; water.

GEODYNAMO (p. 51)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

LLC Firma «ATLAS»

of.161, 28-1, Narodnogo Opolchenija str., Moscow, 123423, Russia

E-mail: firma-atlas@mail.ru

The presence of a powerful magnetic field of the Earth assumes the existence of Dynamo system in the core of the planet. The author, on the basis of their own ideas about the structure of the internal parts of the Earth, gives a new simple model of work, geodynamo magnetic field.

Key words: Earth's core; the shell of the nucleus; the proton gas; geodynamo.

Актуальные технологии для нефтегазового комплекса на страницах журнала Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ





**Продолжается подписка на научно-технический журнал
"Инженер-нефтяник" на 2017 год!**

Индексы журнала:

- 35836 - по каталогу Агентства "Роспечать";**
- 91842 - по объединённому каталогу "Пресса России"**

Материалы журнала посвящены вопросам проектирования, изготовления, эксплуатации, обслуживанию и ремонту различных сооружений и машин, предназначенных для бурения скважин, обустройства месторождений, а также для добычи, первичной переработки и транспорта нефти и газа.

Публикуемые статьи рассказывают о последних достижениях в этой области и предназначены для ученых научно-исследовательских и проектных институтов, университетов, инженеров и руководителей нефтегазодобывающих, буровых, строительных, сервисных компаний и организаций.

Активный и творческий обмен научно-технической информацией на страницах нашего журнала поможет специалистам различного профиля нефтегазовой и смежных отраслей ориентироваться в технических вопросах добычи, транспорта и первичной переработки нефти и газа.

Приглашаем к сотрудничеству руководителей предприятий и организаций, ученых, инженеров и специалистов. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная. Журнал на своих страницах размещает рекламу нефтегазовых технологий, технических средств и материалов, разработчиками и изготовителями которых являются ведущие производственные и сервисные компании.

Адрес для переписки:

127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10

Телефон редакции: (495) 543 9116 доб. 241

Факс: (495) 543 9612