Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ Nº 1'2014





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









СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

- обеспечение всего цикла строительства боковых стволов с полным производственным и технологическим обеспечением;
- собственный парк мобильных буровых установок грузоподъёмностью 125 тонн;
- наличие производственной базы с необходимым оборудованием и инструментом для ремонта и обслуживания буровых установок;
- квалифицированные специалисты с большим опытом бурения боковых стволов, прошедшие обучение в специализированных центрах отрасли;
- вахтовый и специализированный транспорт

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

- проектирование профиля наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- инклинометрия, резистивиметрия и проведение гамма-каротажа при бурении наклонных, горизонтальных скважин и боковых стволов;
- установка и ориентирование клина-отклонителя;
- собственные телесистемы с гидравлическим (Geolink MWD), электромагнитным (ЗИС 43M) и электрическим (Гуобит-К108) каналами связи;
- передвижные лаборатории осуществляют круглосуточный контроль проводки скважины в автономном режиме работы

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

- разработка программ эффективной отработки долот при роторном способе бурения и с использованием гидравлических забойных двигателей;
- инженерное сопровождение оптимальной отработки долот шарошечных и PDC отечественного и зарубежных компаний с поиском оптимальных режимов бурения для получения максимальной коммерческой скорости;
- отбор кондиционного керна в любых по физикомеханическим свойствам горных пород и трудностям отбора, современными керноприемными устройствами и бурильными головками;
- прокат турбобуров, а также винтовых забойных двигателей собственного производства;
- технико-экономический анализ результатов отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

- разработка рабочих программ на строительство скважин и боковых стволов;
- анализ строительства и эксплуатации скважин с разработкой рекомендаций по повышению их потенциала;
- разработка технологических регламентов на строительство скважин для вводимых в эксплуатацию месторождений;
- технико-экономический анализ применения новейших технологий при строительстве скважин;
- разработка специализированного программного обеспечения направленного бурения;
- консультационное и научно-методическое сопровождение бурения скважин или отдельных операций

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Аннотации статей

№1 2014r.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

Abstracts of articles

СОФЕРЖАНИЕ		CONTENTS
Нефтегазовый бизнес России: геология и экономика. Лисов В.И.	5	Russia: oil and gas business, geology and economics. V.I. Lisov
Бинарные геофизические технологии при поисках, детальной разведке и разработке нефтегазовых залежей. Бобровников Л.З., Головин С.В., Добрынин С.И.	12	Binary geophysical technologies for prospecting, detail exploration and O&G development. L.Z. Bobrounikov, S.V. Golovin, S.I. Dobrinin
Градостроительный кодекс применительно к проектированию строительства нефтяных и газовых скважин. Кульчишкий В.В.	19	Urban planning code in the context of oil- an-gas wells design and construction. V.V. Kulchitsky
Закономерности формирования вертикального и наклонного ствола скважины. Солодкий К.М.	24	Patterns of vertical and directional wellbore forming. K.M. Solodky
Методика проектирования процессов промывки горизонтальных скважин и скважин с большими смешениями забоя от вертикали. Корчагин П.Н.	31	The method to design flushing programs for horizontal and extended reach drilling. P.N. Korchagin
Формирование перечня металлов, подлежащих контролю в местах нефтедобычи на морском шельфе. Ивахнюк С.Г., Головинский В.С	33	Making a list of metals to be subject to control in oil fields. S.G. Ivahniuk, V.S. Golovinsky
«Пермско-триасовое побоише» и нефтерождение – как результат агрессии морских вод. Иванников В.И.	36	"Permian – Triassic Battle" and petroleogenesis as a result of sea water aggression V.l. Ivannikov
Забытые технологии: Разработка нефтегазовых месторождений разобшеноразветвлёнными скважинами. Столяров Д.Е. (по материалам доклада)	48	Obliterate techniques. Oil-and- gas field development with the use of isolated-branched wells. D.E.Stoliarov (adapted from report)
Профессионалы нефтегазовой отрасли – В.И.Крылов	51	Oil and gas industry professionals –V.I. Krilov.

52

В соответствии с решением № 6/6 Президиум ВАК Минобрнауки России от 19 февраля 2010 г. 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»: 000 «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 Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического университета)

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, ректор Тюменского Государственного нефтегазового университета

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 научноисследовательский институт нефтяной промышленности»

Быков Игорь Юрьевич - д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета

Гноевых Александр Николаевич - д.т.н., советник генерального директора 000 "Газпром бурение"

Герасименко Александр Петрович - управляющий директор 000 «Ай Ди Эс Дриллинг»

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» 000 «ВНИИГАЗ»

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

Редакционная коллегия:

Ангелопуло Олег Константинович - д.т.н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Бородавкин Пётр Петрович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина **Дёмин Николай Владимирович -** д.т.н., профессор, зав. кафедрой геоэкологии и безопасности жизнедеятельности Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Рогачёв Михаил Константинович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического Университета) **Сазонов Алексей Алексеевич -** к.э.н., генеральный директор НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация»

Фортунатова Наталья Константиновна - д.г-м.н., профессор, зав. кафедрой литологии 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

Адрес электронной почты: povalihin@ids-corp.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 1050 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. VΔK 33:622.279

Нефтегазовый бизнес России: геология и экономика

В.И. Лисов – доктор экон. наук, профессор, ректор (МГРИ-РГГРУ)



Введение

Экономика России, несмотря на достаточно высокие мировые цены на нефть, завершила 2013 г. спадом инноваций и инвестиций, строительства и частного потребления. Темпы роста ВВП России (чуть более 1%) оказались значительно ниже таких темпов роста в США, странах Евросоюза, КНР, Индии, Израиля и других стран. Впереди прогнозируются новые трудные годы. Начавшееся в 2014 г. ослабление рубля заставляет компании товаропроизводителей избрать принять еще более выжидательную стратегию и быть осторожнее с частными инвестициями. В России диагностируется системный экономический кризис, грозящий нежелательными политическими осложнениями.

По последним заявлениям многих руководителей Правительства РФ, Минфина, Центрального банка, Минэкономразвития и др., действующая многие годы экономическая модель России, основанная на постоянном росте мировых цен на нефть и ее значительном экспорте, себя полностью исчерпала. Необходимо внедрять новую экономическую модель, основанную на частных инвестициях в конкурентоспособные производства, в том числе в сфере наукоемкого ВПК, недропользования, биотехнологий и др.

В этой связи от российских законодателей и исполнительной власти страны требуется существенная ломка своих экономических взглядов и принципов работы. Здесь следует быстрее внедрять и лучший зарубежный опыт. То, что еще в 2008-2009 гг. власти казалось «нежелательным» или «опасным» для крупного или среднего российского бизнеса, предстает ныне актуальным, важным и реализуемым. Наконец, следует принять федеральный закон «О нефти».

1. Необходимость резкого роста государственных затрат на геологоразведку нефти и газа в России

По нашим оценкам, назрели **крупные изменения** в организации поиска и разведки новых стратегических месторождений нефти на территории России и её континентальном шельфе.

Допустим, открытых месторождений при данном темпе добычи нефти России хватит лишь на 20 лет. *Чтобы*

их хватило на последующие десятилетия, необходимы значительные инвестиции из госбюджета в российскую геологию. Это - такие работы, в проведении которых не заинтересованы крупные частные нефтегазовые компании России [1]. В этом отношении полный аналог с организацией корпоративной науки в мире: частные компании, как правило, живут на прибыль от продаж своей продукции, а ведение дорогостоящих фундаментальных и отчасти прикладных исследований — это задача государства, а не частного крупного и среднего бизнеса. Всегда трудно предсказать в какие сроки и в каком объеме окупятся затраты на НИОКР. Напротив, целевые прикладные исследования и технические разработки способствуют появлению новой прибыльной продукции.

Экономическое благополучие России во многом обеспечивается масштабным недропользованием и значительным экспортом добываемой нефти. Доля нефтегазовых доходов в бюджете РФ в 2011-2012 гг. составила около 50%, а в силу наблюдаемого в 2013-2014 гг. падения темпов роста ВВП в России до 1,5-2% уменьшить эту долю Правительству РФ вряд ли удастся¹.

Поддержание до 2020-2030 годов ежегодной добычи нефти в России на уровне около 500 млн т. является труднейшей проблемой нашей сырьевой экономики. По «Энергетической стратегии России на период до 2030 г.» предполагается добывать 110 млн т нефти и газового конденсата в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. ИПНГ РАН дает более оптимистичные цифры, но с учетом запасов шельфа Сахалина — до 165 млн т к 2030 г.

Возможности новой сырьевой базы страны в целом определись. Называется ряд новых крупных нефтегазоносных провинций — Притихоокеанская, Охотская, Восточно-Арктическая, Лено-Тунгусская, Хатанга-Вилюйская. Также есть несколько перспективных областей — Лаптевская, Южно-Чукотская, Усть-Индигирская, Анадырско-Наваринская, Момо-Зыряновская и др. Площадь

G

 $^{^1}$ В середине февраля 2014 г. агентство «Moody's» ухудшило прогноз по росту ВВП России: он ожидается на уровне 1,5-2,5%, а в 2015 году — в диапазоне 2-3% - http://news.mail.ru/politics/17009385/?frommail=1.

таких нефтегеологических районов — свыше 4 млн кв. км. Начальные суммарные геологические ресурсы — более 72 млрд т. [2, с. 37-44].

С другой стороны, в России обостряется проблема добычи трудно извлекаемой нефти. Так, по запасам «трудной» нефти (более 10 млрд т) Россия на первом месте в мире, но добывается её не более 1 млн т в год. Для сравнения: в США, по данным «EIA», в 2012 г. было добыто почти 100 млн. т. Ныне лишь несколько компаний готовы работать в этой сфере. Одна из них - компания «Сургутнефтегаз», которая в 2013 г. добыла 548 тыс. т трудной нефти. Планы на 2018 г. - 793 тыс. т. Пока разработка перспективной нефти Баженовской свиты на основе применения традиционных технологий нефтедобычи убыточна. Необходима целевая поддержка государства, чтобы быстрее решить трудности российских компаний в части создания, импорта и применения новых технологий.

Что такое Баженовская свита (БС)? Это - особый конгломерат горных пород, выявленных в Западной Сибири на территории более миллиона квадратных километров и глубиной до двух километров, имея сравнительно небольшую толщину в 20-30 метров. Нефть БС отличается высоким качеством (типа марки Brent), легкая, малосернистая и без других вредных примесей, поэтому требует меньше затрат на первичную и глубокую переработку.

Для БС характерно наличие резервуаров-коллекторов среди плотной глинистой породы, способных вмещать флюиды, и ловушки, улавливать и удерживать углеводороды. Освоение нефтяных запасов БС выглядит привлекательнее ряда альтернативных направлений, ориентированных на поддержание нефтедобычи, северного шельфа восточнее Урала, как и новых слабо освоенных районов Восточной Сибири. Ведь в этом регионе уже есть вся необходимая инфраструктура.

По оценкам ученых тюменского НИИ геологии и природных ресурсов, в породах Баженовской свиты в Югре содержится до 173 млрд т нефти, а также около

3 млрд т урана. При использовании современных технологий рыночная цена 1 кг урана составит 150 дол., что в пределах прогнозируемой МАГАТЭ к 2025 г. спотовой урановой цены 130-210 дол./кг. Как известно, ГК «Росатом» испытывает дефицит урана для планируемых новых АЭС в России и за рубежом - http://sitv.ru/arhiv/news/ugra/61892/.

В частности, инновационная компания «Сургутнефтегаз» предлагает установить нулевую ставку НДПИ в отношении нефти, добытой из Баженовской свиты, независимо от степени выработанности месторождения. Требуются и дополнительные льготы. Более того, для добычи трудной нефти будут нужны прямые государственные субсидии. Нефтегазовой отрасли России нужны новые технологии, которые не всегда прямо можно позаимствовать в других странах. Создание новых производительных и экономичных технологий — это длительный и дорогостоящий процесс, в котором должна участвовать также реформируемая РАН.

В целом в России о быстрой «окупаемости» требуемых новых многомиллиардных долларовых затрат на разведку и освоение новых удаленных месторождений углеводородного сырья, а также создания новых инновационных технологий в отрасли, не может быть и речи. В частности, предстоят объёмные буровые работы в неосвоенных регионах Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, удаленных от российских морских портов и в условиях почти полного отсутствия транспортной и энергетической инфраструктуры.

В последние годы затраты государства на поиск новых стратегических месторождений нефти и газа носили символический характер. До 90-95% общих российских затрат на геологию нефти и газа приходились на средства добывающих компаний (внебюджетные средства). Вместе с тем, в 2011 г. из всех национальных затрат на российскую геологоразведку 79,5% было направлено на поиск нефти и газ (табл. 1).

Понятно, что российские геологи должны сделать до 2020 г. сильный рывок вперед.

Таблица 1. Финансирование работ по геологическому изучению недр России в 2004 – 2011 годах: всего и нефтегазовые затраты (млн. руб., в ценах текущих лет).

Годы	Источники финансирования	Затраты на все ресурсы недр	Затраты на нефть и газ	Уд. вес затрат на нефть и газ, %	
2004	Федеральный бюджет	5 224,60	2 245,90	43,0	
	Бюджеты субъектов РФ	3 647,60	1 763,80	48,3	
	Внебюджетные средства	42 712,60	37 132,20	86,9	
	ВСЕГО	51 584,80	41 141,90	79,6	
2005	Федеральный бюджет	10 718,62	4 473,46	41,7	
	Бюджеты субъектов РФ	2 020,80	739,30	36,5	
	Внебюджетные средства	74 747,51	64 200,00	85,9	
	ВСЕГО	87 486,92	69 412,76	79,3	

Таблица 1 (окончание). Финансирование работ по геологическому изучению недр России в 2004 – 2011 годах: всего и нефтегазовые затраты (млн. руб., в ценах текущих лет).

Годы	Источники финансирования	Затраты на все ресурсы недр	Затраты на нефть и газ	Уд. вес затрат на нефть и газ, %	
2006	Федеральный бюджет	16 380,98	6 842,70	41,7	
	Бюджеты субъектов РФ	1 170,90	217,80	18,6	
	Внебюджетные средства	111 545,79	96 500,00	86,5	
	ВСЕГО	129 097,67	103 560,50	80,2	
2007	Федеральный бюджет	19 714,11	9 197,51	46,7	
	Бюджеты субъектов РФ	2 109,98	681,80	32,3	
	Внебюджетные средства	150 058,47	126 000,00	84,0	
	ВСЕГО	171 882,56	135 879,31	78,9	
	Федеральный бюджет	21 975,20	10 120,62	46,1	
2008	Бюджеты субъектов РФ	3 671,51	950,30	25,9	
	Внебюджетные средства	200 105,18	167 700,00	83,5	
	ВСЕГО	225 751,88	178 770,92	79,2	
	Федеральный бюджет	18 931,02	8 930,48	47,2	
0000	Бюджеты субъектов РФ	2 012,56	560,20	27,8	
2009	Внебюджетные средства	146 534,80	127 400,00	86,6	
	ВСЕГО	167 478,38	136 890,68	81,7	
	Федеральный бюджет	20 615,22	8 837,37	42,9	
2010	Бюджеты субъектов РФ	380,91	-	-	
	Внебюджетные средства	170 601,54	146 300,00	85,7	
	всего	191 597,67	155 137,37	80,9	
2011	Федеральный бюджет	20 004,32	8 676,77	43,4	
	Бюджеты субъектов РФ	172,63	-	-	
	Внебюджетные средства	204 510,44	170 000,00	83,1	
	всего	224 687,39	178 676,77	79,2	

Примечание. Данные материалов Минприроды РФ по итогам работы за отчетный год.

По нашим оценкам, в части геологоразведки нефти до 200 млрд руб. (в 2013 г. на нефть и газ и газа Минприроды РФ и ОАО «Росгеология» тратилось около 10 млрд руб. бюджетных средств). должны бы уже через несколько лет выйти на уровень годовых затрат федерального бюджета нефтегазовые корпоративные затраты («Роснефть», «Газпром», «Лукойл» и др.) составляют 170 млрд руб. В условиях роста себестоимости на истощаемых месторождениях Западной Сибири в целом вряд ли удастся повысить такие затраты коммерческих компаний с частично государственными активами участием на 10-15%.

2. Основное ограничение роста нефтедобычи – недостаток инновационных технологий.

Очевидно, ЧТО работы на новых восточных территориях, включая исключительную экономическую зону РФ и континентальный шельф (Арктика) изменят внутреннюю структуру требуемых затрат на поиски новых месторождений нефти. Возникает необходимость широкого применения поисковых самолетов, вертолетов и транспортных дирижаблей (например, грузоподъемностью до 50 т), а также специализированных морских судов и платформ. Велики должны быть затраты на использование геологоразведочной буровой техники. Как показывает геологоразведочная практика. При этом четверть разведочных скважин дают нулевой результат.

На мой взгляд, российский горнопромышленный и нефтегазовый бизнес в северных или удаленных сибирских регионах крайне нуждается в *грузовых дирижаблях*. И здесь российская авиапромышленность должна бы учесть такие потребности и уже достигнутый уровень зарубежных НИОКР, чтобы сделать научнотехнический прорыв.

Так, в январе 2013 г., американская компания «Aeros» объявила об успешном завершении первых летательных испытаний уникального гибридного самолета-дирижабля «Aeroscraft» (рис. 1).

NEWS PASSENGER

Рис. 1. Гибридный самолет-дирижабль «Aeroscraft» (источник: сайт компании «Aeros»).

военного назначения финансируется Министерством обороны США. Дирижабль способен перевозить за тысячи километров в три раза больше груза, чем крупнейшие военно-транспортные самолеты. Кроме того, он не нуждается во взлетно-посадочной полосе, поскольку оснащен системой вертикального старта и приземления. Расход топлива в три раза меньше, чем у транспортных самолетов. Министерство обороны и NASA вложили в проект 35 млн. долл. Дирижабль изготовлен из сверхлегкого углеродного волокна и алюминия. Внутри оболочки находится гелий. Как ожидается, «Aeroscraft» подготовят к эксплуатации в течение трёх лет. Это аппарат длиной около 137 метров, способный перевозить грузы весом до 66 тонн на большие расстояния. С началом серийного производства дирижабля такого типа в логистике мировых перевозок следует ожидать больших изменений, поскольку крупногабаритные и тяжеловесные грузы, которые сейчас в течение длительного времени доставляются по месту назначения пароходами, поездами и грузовиками, можно будет переправлять по воздуху (см: http://www.newsru.com/world/31jan2013/aeros.html).

Для наших читателей важнее другое. Такие грузовые дирижабли скоро широко применяться в гражданской сфере - нефтедобывающей промышленности, дорожном строительстве, при прокладке телекоммуникаций. К сожалению, США не все готово продать России из новейшей техники и технологий даже по высокой цене².

Нужны и новые организационные решения по стимулированию нефтедобычи.

Поисковая геологоразведка на удаленных северных и восточных территориях не привлекательна для частных инвесторов, также и иностранных, потому резко повышается роль государства, особенно Минприроды и Минэнерго. Можно говорить о необходимости формирования принципиально новой законодательной базы в рамках целевого системного подхода. Как известно, в 2011 г. распоряжением Правительства РФ была утверждена «Стратегия развития геологоразведочной отрасли до 2030 года». Важно сполна реализовать заданные научно-технические, организационные и экономические цели.

Традиционно России проигрывает миру в части инноваций.

Лишь один пример из практики Норвегии. В целях поддержания инновационной активности корпораций Министерство нефтяной промышленности и энергетики Норвегии распределяет на отраслевые нужды 25%

фонда государственных средств на фундаментальные и стратегические исследования и 75% бюджета энергетических НИОКР. Эти деньги идут на поддержку программ, в которых непосредственно задействованы участники энергетического рынка. Норвегия смогла добиться того, чтобы иностранные корпорации, работающие на местном рынке, проводили локализацию своих технологий в стране или передавали их норвежским научноисследовательским институтам. Для ЭТОГО используются различные поощрения вознаграждения.

3. Федеральный закон «О нефти» - жизненная необходимость в лучшей организации нефтегазового бизнеса.

С учетом новых многоплановых крупномасштабных проблем Минэнерго Государственной Думе следовало бы уже в 2014 г. принять более или менее системный закон РФ «О нефти». Данный закон должен уточнить некоторые правовые нормы действующего закона «О недрах». Опыт нефтяного законодательства на федеральном и региональном уровне известен. Как известно, в 1998 г. Госдумой был принят законопроект «О нефти и газе»,

8

 $^{^2}$ Подробнее от этом в статье автора: Лисов В.И. Дирижабли для недропользования в России // Российские недра, 2013, 1 сентября, № 13.

который был отклонен Президентом РФ. Новая версия такого закона имеется в Минэнерго РФ.

Также известны критические замечания по прошлым альтернативным проектам ФЗ «О нефти». Очевидно, основное содержание возможного ФЗ далеко выходит за сферу компетенции и управленческих интересов Минприроды РФ и Федерального агентства по недропользованию.

Возможная структура Ф3 **«О нефти»** может быть такова:

- определения терминов;
- отношения, регулируемые законом (более всего в 2) системе Минэнерго РФ);
- 3) полномочия государственных органов (также включая Минфин РФ и др.);
- особенности геологического изучения недр лицензирования для недропользования (в том регулирование вторичного рынка недропользователей, изменения лицензионных прав и обязательств, допуска к разработке иностранных компаний);
- промышленная разработка, обустройство и управление добычей нефти, а также газа и других ресурсов;
- вопросы экологии и охраны окружающей среды;
- 7) добыча и использование нефтяного газа;
- 8) требования к качеству нефти при отгрузке потребителям;
- 9) условия и способы транспортировки нефти;
- 10) формирование тарифов и их изменения;
- 11) переработка нефти и требования к видам, ассортименту и качеству нефтепродуктов;
- 12) внешнеторговая деятельность и экспорт нефти и нефтепродуктов;
- 13) специальные условия государственной поддержки товаропроизводителей нефти, система налогообложения, льгот и преференций;
- 14) особенности государственного регулирования деятельности нефтегазовых и иных производителей товаров и услуг;
- 15) требования промышленной безопасности и экологии;
- 16) правовая и экономическая ответственность субъектов операций с нефтью за нарушение обязательств, стандартов, норм и правил.

Для справки, в Канаде правовые отношения в нефтяном комплексе регламентируются двумя основными законами об углеводородных ресурсах и о деятельности в сфере нефти и газа. Первый рассматривает вопросы лицензирования, охраны окружающей среды, взаиморасчеты государства и недропользователей. Второй - регулирует добычу и транспортировку сырья. В Великобритании закон о нефти был принят в 1964 году. Кроме него на госуровне действует еще закон о разработке нефтяных месторождений на море.

- В Ираке разработчики своего всё еще дорабатываемого законопроекта «О нефти» ориентированы на «справедливое распределение доходов»:
- а) путем расширения административно-экономических прав нефтедобывающих районов с целью обеспечения рентабельности и эффективности данного производства;
- б) законодательной фиксации в сумме поступлений с нефтепродажи определенного нормативного который пойдет на обновление и модернизацию оборудования нефтекомплекса и компенсацию прочих производственных расходов, включая экологию;
- в) выплаты с поступлений от продаж производятся в пользу иностранных партнерских компаний на базе соглашений о разделе продукции (СРП) и в федеральный бюджет;
- г) федеральное правительство производит перераспределение поступлений от нефти в бюджеты провинций на

принципе «один человек = одна денежная единица» (per capita basis), то есть в прямой зависимости от количества населения данной провинции. Также для обновления технической базы нефтяного комплекса данный закон «О нефти» ориентирован на привлечение к нефтедобыче крупных иностранных компаний, оснащенных современными технологиями. Кроме того, иракский закон должен регулировать процессы приватизации государственной собственности иракской промышленности.

Все эти политизированные особенности поиска, разведки и добычи нефти говорят о том, что российский закон должен учитывать не только ведомственные «О нефти» приоритеты Минприроды, Минэнерго и Минэкономразвития (в части внешнеторговой политики) и ряда других министерств и ведомства, но и экономические и деловые интересы российского бизнеса - крупного, среднего и малого.

Вопрос же об «антикризисной» составляющей нашего закона «О нефти» требует дополнительного изучения.

Корректировка законодательства РФ в части добычи, переработки и экспорта нефти и попутных нефтепродуктов крайне необходима в целом, не ограничиваясь законом «О нефти» и требуя ряда новых смежных законов. Очевидно, что по своей сути закон «О нефти» не должен прямо повторять нормы закона «О недрах». Также нефть - это особо значимый ресурс недр Земли.

Ситуация в нефтегазовой отрасли России явно не благоприятная в инновационном отношении, поэтому закон «О недрах» мог бы снять некоторые экономические барьеры.

Так, по имеющимся данным, коэффициент извлечения нефти на российских предприятиях за последние десятилетия упал с 51% до 29%, в том время как в США он возрос с 28% до 41%. И это трудно объяснить климатическими различиями. Отставание в этой сфере деятельности объясняется провалами в области инноваций. Последние слабо стимулируются налоговыми и иными преференциями (также со стороны Минприроды РФ).

Неудовлетворительна ситуация с глубиной переработки нефти в России. В США и Западной Европе такая глубина около 90%, а в России - пока 70%.

Не все хорошо в экспортной (сырье и полуфабрикаты) и импортной (что, где и по какой цене покупать) политике.

В большом и среднем бизнесе доминирует «прагматичная установка» добыть как можно нефти здесь и сейчас, пока мировые цены велики, а экспортные пошлины приемлемы. И зачем добывающим компаниям тратиться на большие НИОКР, поддержку российских НИИ, вузов, машиностроительных производств? На этом фоне нарастает нерациональное недропользование. В конечном итоге Россия все более теряет свою геологоразведочную, нефтегазовую и общую российскую конкурентоспособность.

Итак, закон «О нефти» вызван к жизни новыми реалиями. При уточнении его конфигурации следует в большей мере учесть новые мобилизационные задачи государства (т.е. новую экономическую модель).

4. Требуется «системный подход» и квалифицированные кадры.

В целом обновленная законодательная база нефтегазовой сферы призвана содействовать реализуемости к 2030 г. ряда стратегически важных мегапроектов, в которых будут задействованы десятки крупных российских и зарубежных корпораций и множество небольших фирм в качестве подрядчиков.

По мнению экспертов МГРИ-РГГРУ, в таких дорогостоящих и сложных мегапроектах должна применяться теория «Управления проектами», как система объектно-ориентированных форм и методов управления нефтегазовым производством с большим удельным весом частных корпораций и компаний.

- В структуре *мегапроектов* действуют следующие участники:
- 1) заказчик государство с его стратегическими приоритетами развития экономики до 2030 г.;
- 2) инвесторы со стороны государства и частных корпораций с целью получения прибыли;
- 3) дирекция управления мегапроектом;
- 4) генеральный подрядчик;
- 5) субподрядчики;
- 6) ведущий финансирующий банк (финансовая группа), возможно и соинвестор;
- 7) собственник и арендодатель земельного участка (месторождения);
- федеральный орган, выдающий лицензию на недропользование;
- 9) поставщики оборудования и материалов (фирмы производители);
- 10) поставщики квалифицированных кадров;
- 11) инженерно-технические и рабочие кадры;
- 12) нефтяные компании;
- 13) консультационные, экспертные и аудиторские фирмы.

Жизненный цикл *мегапроекта* включает в себя стадии:

- 1) прединвестиционную;
- 2) инвестиционную;
- 3) эксплуатации.

На каждой из стадий ведутся характерные геолого-разведочные и иные работы.

По мнению автора, каждый нефтегазовый мегапроект предполагает формирование госзаказа Минэнерго РФ для средних и высших учебным заведениям по целевой подготовке кадров, а также заданий крупным и средним добывающим нефтегазовым компаниям по их финансовому и иному ресурсному участию в подготовке новых кадров и повышении квалификации работающих специалистов.

Следует, наконец, улучшить ситуацию в России с финансированием науки и техники, в том числе с учетом новых задач недропользования и энергетики.

Вот последние статистические Внутренние затраты данные. исследования и разработки процентах к ВВП в России составляли в 2012 г. лишь 1,12%, тогда как в Китае они достигали 1,84%, в среднем по странам Евросоюза - 2,38%, в США - 2,77%, в Японии - 3,39%; в Финляндии – 3,78%; в Республике Корея - 4,03%; в Израиле - 4,38%. Однако, велик разрыв во внутренних затратах на НИОКР в расчете на одного исследователя (в тыс. долл.): Швейцария - 419, Швеция - 269,

США — 269, Австрия — 263, Германия — 263, Нидерланды — 238, далее: Китай - 158, Испания — 152. В России такие затраты — 78 тыс. долл. При этом важнейшим источником финансирования отечественной науки остаются средства государственного бюджета: в 2012 г. на них приходилось 66%. Доля гражданских затрат в науке России составила в 2012 г. 0,51% к ВВП и соответственно доля военно-ориентированных затрат — 0,61% к ВВП. Такие тревожные данные приведены в новом статистическом сборнике РАН [3, с. 9 и 69].

Несмотря на общую экономическую и финансовую значимость сферы недропользования в России, науки о Земле, включая прикладную геологию и высшее профессиональное образование, испытывают хроническое недофинансирование.

В последние годы в НИИ РАН по основным направлениям изобретательской работы лидером была химия и науки о материалах. Здесь науки о Земле сильно отставали, что обусловлено недооценкой экономической значимости недропользования и финансированием ФПНИР по остаточному принципу (табл. 2).

Очевидно, новые инновационные задачи потребует введения для нефтегазовых компаний России норматива обязательных от прибыли на проведение соответствующих прикладных научных исследований и разработок, например, до 2%. Здесь целесообразно создание собственного Корпоративного Научного Фонда нефтегазовой промышленности. Такая корпоративно-

Таблица 2. Коэффициент изобретательской активности в НИИ РАН по направлениям научной деятельности (число поданных заявок на изобретения в России в расчете на 1000 научных работников).

Направления научной деятельности	2007	2008	2009	2010	2011
Всего по НИИ РАН, включая региональные центры и отделения	20	24	21	23	23
Отделения РАН по областям науки	15	20	17	18	19
В том числе:					
1. Математические науки	1	-	1	1	-
2. Физические науки	7	13	8	14	17
3. Нанотехнологии и информационные технологии	14	20	16	16	23
4. Энергетика, машиностроение, механика и процессы управления	25	38	36	36	37
5. Химия и науки о материалах	51	52	43	41	50
6. Биологические науки	12	22	20	16	18
7. Науки о Земле	4	10	11	15	6
8. Прочие общественные науки	-	-	-	-	-

Источник. Наука РАН: Краткие стат. сб. // М.: ИПРАН РАН, 2012, с. 90

финансовая практика дает хороший инновационный эффект, например, в США, позволяя создавать новые научные заделы на ранних стадиях НИОКР. При этом их возможное коммерческое использование частным бизнесом идет с учетом ожесточенной конкуренции производителей с целью создания новой продукции и расширения товарных рынков. Для экономистов и юристов России проблематика таких негосударственных отраслевых и корпоративных Фондов хорошо знакома.

Конечно, требуемая коммерциализация в сфере НИОКР и инноваций еще более корректирует наши национальные приоритеты.

Дороговизна многих современных «пионерских» инновация требует уметь *экономить затраты*. При этом дальновидный коммерческий подход к оценке реализуемости предлагаемых проектов НИОКР вносит свои коррективы в систему национальных приоритетов ниокр. важнейших исполнителей Вот пример «технологического мышления» аналитиков, работающих в научно-технической сфере на фирменном микроуровне: «Какая новая мировая технология «выстрелит», а какая окажется напрасной тратой сил?» С позиций бизнес-«ангелов» и инвестиционных компаний уже иной вопрос: «В какую идею стоит вложить средства, чтобы они быстрее окупились?» Для внешней разведки развитой страны мира проблема еще более модифицируется: «Что и где можно бы украсть, чтобы при участии национального капитала быстро начать новое производство с быстрейшим выходом на емкий мировой рынок товаров и услуг?» Как известно, объектом промышленного шпионажи могут быть:

- a) конфиденциальные личные оценки ученых, инженеров, менеджеров;
- б) непубликуемая научно-техническая и иная информация;
- в) секретная техническая документация на новые изделия или работы;
- г) действующие образцы техники, комплектующих, материалов и др., используемые в особо важных направлениях науки и техники.

Спрос рождает предложение и по-своему стимулирует специфический малый инновационный бизнес.

Также нефтегазовой отрасли нужны новые организационные структуры (фонды развития отдельных территорий; венчурные фонды для малых инновационных фирм; модифицированные вертикально и горизонтально интегрированные компании с развитым научно-образовательным ядром и др.).

Применительно к резко расширяющейся сфере геологии нефти и газа в восточных районах можно предложить создание уже в 2014 г. крупной специализированной государственной нефтегазовой геологоразведочной компании (возможно и в системе ОАО «Росгеология»), для работы в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Неоправданная экономия Минфина РФ на национальные затраты по НИОКР ведет к ухудшениям в работе в сфере профессионального образования, включая нефтегазовое и горнопромышленное.

В этих условиях МГРИ-РГГРУ, ведущему геологическому вузу России, приходится реализовывать своеобразную стратегию развития — быть инновационным вузом при весьма малом объеме собственных вузовских НИОКР. Задача решается путем развития горизонтальной интеграции технического университета с многочисленными научными



Рис. 2. МГРИ-РГГРУ.

организациями Москвы и Подмосковья, включая и НИИ РАН, геологической и нефтегазовой отрасли.

МГРИ-РГГРУ (рис. 2) развивает научно-образовательный потенциал в части новых геологических и геофизических методов поиска нефти, газа, твердых полезных ископаемых, а также бурильных и иных технологий промышленной разработки ресурсов недр. [4; 5]. В ВУЗе создано 19 Научно-образовательных центров (НОЦов), Инновационный научно-образовательный центр (ИНОЦ), Центр современных научно-образовательных технологий (ЦСНОТ). Так, по НОЦ «Геология углеводородного сырья» организован на базе МГРИ-РГГРУ и ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт».

Это позволяет приобщать преподавателей и студентов старших курсов к самым последним достижения в сфере проводимых НИОКР. На начало 2014 г. в вузе 116 аспирантов. Подготовка научно-педагогических кадров в МГРИ-РГГРУ ведется по 27 научным специальностям (в лидерах геофизика и прикладная геология). Около 20% студентов и аспирантов иностранные граждане.

Выводы и рекомендации

- 1. Ситуация в нефтегазовой отрасли России не совсем благоприятная в организационном, экономическом и инновационном отношении, поэтому закон «О недрах» мог бы снять некоторые экономические барьеры.
- 2. Переход России к «новой экономической модели» должен отразиться на дальнейшем развитии российской геологической науки, а также принципах перестройки недропользования. В этой связи возникают новые нетрадиционные для России приоритеты науки и технологии.
- 3. Научно-технический прогресс в нефтегазовой отрасли России со стороны государства сильно недофинансирован. Это относиться и к нашей прикладной геологии и геофизике.
- 4. Минерально-сырьевой и топливно-энергетический комплексы России также нуждаются в иных приоритетах научно-технического прогресса, чем наукоемкий ВПК. Для России важно найти разумную меру милитаризации своей экономики, науки и образования.
- 5. Эффективная экономика любой страны нуждается в сбалансированности ее ведущих секторов, что особенно важно для российской энергетики.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Изаров В.Т. и др. Нефтегазовый бизнес в России: организационная структура, технологические условия, международные проекты // М.: 2011. 255 с.
- 2. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2011 году» // М.: Центр «Минерал», 2013. 333 с.
- 3. Наука, технологии и инновации России // М.: ИПРАН РАН, 2013. 90 с.
- 4. Лисов В.И. Проблемы развития высшего инженерно-технического образования России // М.: ИД МГРИ-РГГРУ, 2013. 297 с.
- 5. Лисов В.И. О повышении уровня геологоразведочного профессионального образования: опыт МГРИ-РГГРУ // Газовый бизнес. М.: Российское газовое общество, 2013. № 6. с. 29-37.

REFERENCES

- 1. V.T.Izarov et al. Russia: oil and gas business. Organization, technological conditions, international projects // M: 2011. 255 p.
- 2. State report "Concerning status and usage of mineral resources and mineral reserves of Russian Federation in the year 2011" // M: Mineral Center, 2013. 333 p.
- 3. Russia: science, technologies and innovations. // M: ISS RAS, 2013. 90 p.
- 4. V.I.Lisov. Russia: development problems of higher engineering and technical education// M: publishing house ΜΓΡΝ-ΡΓΓΡΥ, 2013. 297 p.
- 5. V.I.Lisov. Concerning efficiency improvement of professional geological education: MΓΡИ-РΓΓΡУ experience //Gas business. M: Russian gas association, 2013. № 6. p. 29-37

VΔK 553.98 (47+57)

Бинарные геофизические технологии при поисках, детальной разведке и разработке нефтегазовых залежей

Л.З.Бобровников - доктор техн. наук, профессор; С.В. Головин; С.И.Добрынин - канд. техн. наук (Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе МГРИ-РГГРУ)

Россия располагает значительными запасами энергетических ресурсов И мощным топливнокомплексом, который является базой энергетическим развития экономики, инструментом проведения внутренней и внешней политики. Роль страны на мировых энергетических рынках во многом определяет её геополитическое влияние.

Определяя цели и приоритеты Энергетической стратегии России на период до 2020 года, Правительство Российской Федерации особо отмечает, «энергетический сектор обеспечивает жизнедеятельность всех отраслей национального хозяйства, способствует консолидации субъектов Российской Федерации, во многом определяет формирование основных финансовоэкономических показателей страны. Эффективное его использование создает необходимые предпосылки для вывода экономики страны на путь устойчивого развития, обеспечивающего рост благосостояния и повышение уровня жизни населения» [1].

Прогнозные ресурсы российской нефти оцениваются в 44 млрд тонн, газа - 127 трлн м³ (рис.1).

Тем не менее, современное состояние минеральносырьевой базы углеводородного сырья характеризуется снижением текущих разведанных запасов нефти и газа и низкими темпами их воспроизводства. Продолжает ухудшаться структура разведанных запасов нефти, практикуется опережающая разработка наиболее рентабельных частей месторождений.

Специалисты выделяют несколько причин такого тяжелого положения отрасли:

- в значительной степени выработаны крупные и высокодебитные месторождения эксплуатируемого фонда, составляющие основу ресурсной базы;
- резко ухудшились по своим кондициям и вновь приращиваемые запасы. За последнее время практически не открыто ни одного крупного и высокопродуктивного месторождения;
 - сократилось финансирование геологоразведочных

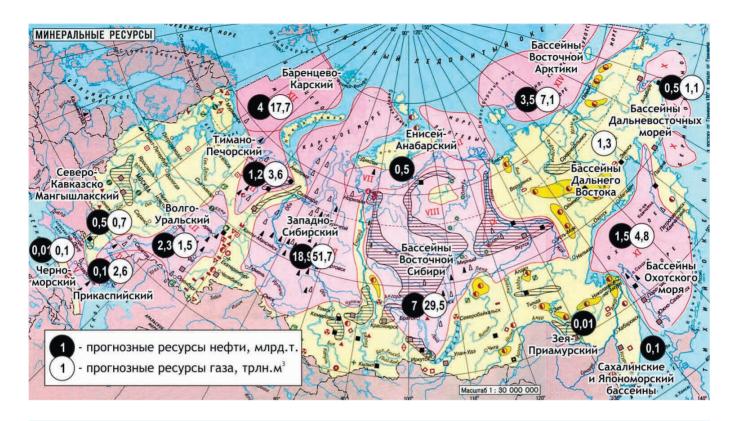


Рис. 1. Карта прогнозных ресурсов России.

работ (ГРР), уменьшились объемы разведочного бурения. Специалисты Министерства природных ресурсов (МПР) подсчитали — все 179 крупных и крупнейших месторождений, на которые приходится 75% добычи российской нефти, в значительной степени истощены, а на долю 1800 открытых небольших месторождений приходится всего 10% разведанных запасов.

В последние годы, по данным МПР, ситуация с восполнением запасов улучшилась, прирост запасов нефти составил 570 млн т, а газа - 650 млрд куб.м. Аналитик «Тройки Диалог» Валерий Нестеров выявляет истинную причину данного факта — «это результат не столько разведки и открытия новых месторождений, сколько пересмотра запасов действующих. Например, запасы Штокмановского месторождения были увеличены с 3,2 до 3,7 трлн м³ газа».

Считается, что разведанные запасы нефти России составляют около 35% от начальных прогнозных ресурсов, т.е. примерно 2/3 общего количества нефти на территории и акватории РФ еще ждет своего открытия (рис. 2).

Компания Ernst&Young в аналитическом отчёте «Перспективы развития нефтяной геологоразведки в России» обосновывает, что «...с 2025 года (при наличии у России стремления сохранить лидирующие позиции в сфере добычи нефти) возможностей текущих и уже распределенных новых месторождений на суше окажется недостаточно для достижения целевого уровня добычи в 500 млн тонн в год, озвученного Правительством РФ. Для сохранения объема добычи нефти в России на заявленном уровне необходимо планомерное проведение геологоразведочных работ на шельфе, так как потенциал геологоразведки на суше значительно меньше» [2].

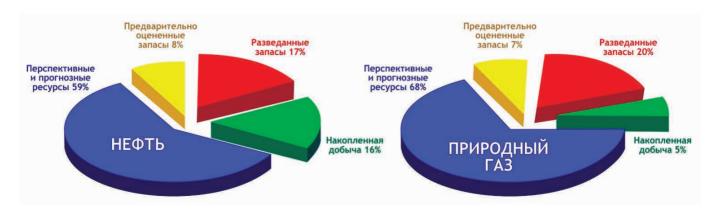


Рис. 2. Распределение российских запасов нефти и природного газа.

Следует особо отметить, что в то время как у передовых стран нефтегазовая отрасль становится средоточием научно-технического прогресса, в России наблюдается опасный застой, поскольку применяемые в настоящее время стандартные геофизические методы (гравиразведка, магниторазведка, электроразведка и сейсморазведка) для поисков нефтегазовых залежей к настоящему времени практически достигли своего предела в своем развитии и совершенствовании. И хотя указанные методы и технологии достаточно уверенно выявляют геологические структуры, в которых, в которых может находиться нефтегазовый флюид, реальная вероятность его нахождения в той или иной структуре обычно не превышает 20-30%. Поэтому окончательно при детальной разведке приходиться проводить очень дорогостоящее разведочное бурение - практически каждой найденной структуры.

Вследствие этого нефтегазовая индустрия затрачивает громадные финансовые средства на бурение разведочных скважин, поскольку при глубинах свыше 3 км реально только одна из 4-5 разбуренных структур содержит продуктивные нефтегазовые пласты,

В случае проведения поисково-разведочных работ в условиях распространения вечной мерзлоты положение еще более усугубляется и только одна из 5-6 пробуренных поисковых скважин оказывается продуктивной.

В целом — ежегодно нефтегазовыми компаниями во всем мире бурится более 20 тысяч поисково-разведочных скважин, из которых только около 5 тысяч оказываются продуктивными.

В настоящее время весьма непростая существенного повышения коэффициента успешности разведочного бурения может быть решена несколькими способами, однако наиболее оптимальным представляется применение бинарных геофизических технологий, основанных на одновременном использовании нескольких геофизических полей. К числу наиболее опробованных к настоящему времени относится сейсмоэлектромагнитный метод СЭМ, разработанный специалистами МГРИ-РГГРУ им. Серго Орджоникидзе (авторские свидетельства и патенты № 1357899, 1371255, 1376055, 1394927, 1428029, 1429783, 1434385, 1434999, 1447106, 1457614, 1463004, 1491193, 1491194, 1498250, 1542269).

СЭМ-метод предназначен для проведения поисковоразведочных работ на суше, шельфе и глубоководных морских акваториях, в том числе и на акваториях с постоянным ледовым покровом с борта ледокола.

Метод СЭМ и его основные модификации предназначены для:

- обнаружения и детального изучения геологических структур, содержащих продуктивные нефтегазовые залежи, в том числе газогидратные;
- обнаружения и изучения продуктивных залежей в нетрадиционных структурах-ловушках, в том числе в сланцевой толще и в трещиноватых зонах кристаллического фундамента;
- определения наиболее оптимального места заложения разведочных скважин для вскрытия продуктивных нефтегазовых пластов;
- оценки объема нефтегазового флюида в каждом пласте залежи перед её разведочным разбуриванием;
- мониторинга изменения объема нефтегазового флюида в каждом пласте в процессе нефтедобычи;
- оценки объема нефтегазового флюида, оставшегося в каждом пласте после его интенсивной

эксплуатации, особенно с неоднократным применением гидродинамического разрыва пласта.

Сущность СЭМ-метода состоит в искусственном возбуждении и измерении вызванных сейсмоэлектрических одновременном потенциалов. возникающих при исследуемый нефтегазовый пласт возлействии на электрического поля, производящего электрическую поляризацию частиц нефтегазового флюида, и упругой волны, механически перемещающей поляризованные частицы примерно в одном направлении. Вследствие этого в нефтегазовом коллекторе возбуждается импульс электрического тока, который индуцирует в окружающей многокомпонентное электромагнитное спеле сложной пространственной конфигурации, поскольку капилляры, поры, микропоры и микротрещины в коллекторе пространственно ориентированы достаточно произвольно и не являются строго прямолинейными.

Вторичное электромагнитное поле содержит три электрических и три магнитных компоненты. При этом суммарная (интегральная) интенсивность вторичного электромагнитного поля пропорциональна:

- интенсивности воздействующих электрического и сейсмического полей;
- объему нефтегазового флюида, оказывающегося в зоне максимального воздействия этих полей;
- степени совпадения ориентации главной части капилляров с направлением силовых линий воздействия электрического и упругого полей.

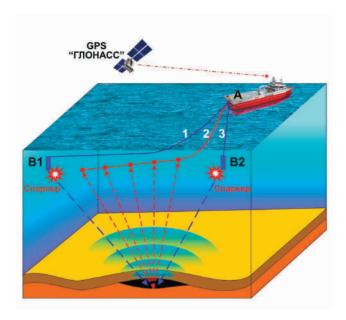
Именно в совпадении направлений состоит основа успешности проведения работ с помощью СЭМ-метода. Поэтому при проведении детальных разведочных работ необходимо использовать, как минимум, две взаимно перпендикулярные питающие линии **AB** (для формирования поляризующего электрического поля заданной конфигурации), два источника упругих колебаний и трехкомпонентные приемники электрических и магнитных составляющих вторичного электромагнитного поля-отклика.

В простейшем случае, при проведении поисковых работ при горизонтально-слоистом строении геологического разреза, можно возбуждать электрическое поле одной линией **АВ** и одним источником упругих колебаний, но при сложном строении и негоризонтальном расположении нефтегазовых коллекторов-ловушек это может привести к пропуску продуктивных структур. Поэтому во всех случаях нужно стремиться к использованию трехкомпонентных питающих и приемных установок.

На рис. За и 36 приведены: конструктивная схема установки для реализации морского варианта СЭМ-метода и структурная схема аппаратно-программного комплекса СЭМ.

В оптимальной поисковой конфигурации аппаратнопрограммный комплекс размещается на судне с водоизмещением от 500 регистровых тонн и энергетической электроустановкой мощностью не менее 200 кВт. Поляризующее электрическое поле возбуждается в среде электрическими токами с амплитудами не менее 200 A с помощью двух питающих линий: вертикальной A1B1 (длиной до 1,5 км — в зависимости от глубины моря) и горизонтальной A2B2 (длиной до 5 км). Упругое воздействие осуществляется с помощью двух источников упругих колебаний (ИУК1 и ИУК2) с мощностью каждого не менее 1000 кДж.

Прием электрических и магнитных компонент вторичного электромагнитного поля осуществляется с помощью



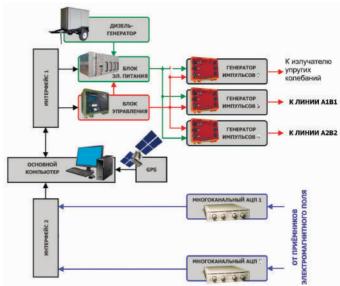


Рис. За. Морской вариант комплекса СЭМ.

Рис. 36. Аппаратно-программный комплекс метода СЭМ.

приемной линии состоящей из нескольких приемников каждой составляющей электромагнитного поля.

Обработка принимаемых сигналов и выделение полезной информации осуществляется в реальном масштабе времени с помощью многопроцессорного вычислительного комплекса, работающего по специальным программам, основанным на нейросетевых методах распознавания образов. Геодезическая привязка результатов измерений осуществляется с помощью спутниковых систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS.

Обобщенная конструктивно-функциональная схема для реализации сухопутного варианта аппаратно-программного комплекса СЭМ-метода приведена на рис. 4. В минимальной конфигурации комплекс размещается на шасси трех специализированных автомобилей с прицепами.

Сухопутный вариант аппаратно-программного комплекса в полной комплектации монтируется на базе шести

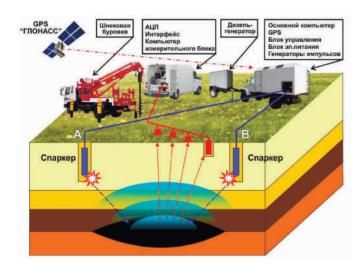


Рис. 4. Сухопутный вариант установки метода СЭМ.

специализированных автомобилей с прицепами, в которых размещается все необходимое оборудование для проведения поисково-разведочных работ.

- В состав сухопутного комплекса при полной комплектации входят:
 - дизель-электростанция мощностью до 200 кВт;
- генераторы электромагнитных и сейсмических импульсов;
- устройства для смотки-размотки питающих (**AB**) и приемно-измерительных линий (MN);
- шнековая буровая установка для бурения скважин большого диаметра, необходимых для создания низкоомных заземлений питающей линии **AB**;
- автоцистерна для заливки воды в скважины для заземлений;
 - топливный автозаправщик;
- гусеничный вездеход, необходимый для обеспечения смотки-размотки питающих линий **AB** в условиях пересеченной местности.

Аппаратно-программный комплекс конструктивно состоит из генераторного и измерительного блоков. Каждый блок содержит несколько отдельных специализированных субблоков, позволяющих гибко изменять конфигурацию комплекса в целом, оптимизируя его для решения той или иной конкретной разведочной задачи.

Генераторный блок комплекса, выполненного в полной комплектации, состоит из четырех генераторов импульсов – двух для возбуждения токов в питающих линиях **АВ** и двух для обеспечения работы ИУК. Генераторы импульсов для питающих линий **АВ** представляют собой тиристорно-транзисторные инверторы с микропроцессорным управлением, способные обеспечить в каждой заземленной (заводненной) питающей линии электрический ток заданной формы и, соответственно, заданного спектрального состава, со строго стабильной амплитудой каждой спектральной составляющей.

Для проведения измерений по всем основным вариантам СЭМ-метода поляризующий ток может быть:

- знакопеременным, с импульсами заданной частоты повторения и широтно-импульсной регулируемой длительности отдельных импульсов внутри каждого полупериода;
- пульсирующим (однополярным), с огибающей заданной формы;
- специальной, определяемой конкретными геолого-геофизическими условиями формы.
- В импульсных режимах генераторы способны обеспечивать токи до 1000 А при напряжении до 1000 В. В одном из режимов работы (импульсном) генераторы питаются от конденсаторных накопителей большой электрической емкости, поэтому длительность импульсов в этих режимах обычно не превышает нескольких сотен миллисекунд.

При работе в непрерывных режимах генераторы позволяют генерировать токи до 200 А при напряжении до 1000 В (при средней мощности первичного источника питания до 200 кВт). Генераторы импульсов для питания источников упругих колебаний (например, электроискровых спаркеров) также представляют собой тиристорнотранзисторные инверторы с микропроцессорным управлением, питающиеся от конденсаторных накопителей большой электрической ёмкости, способных обеспечить рабочие токи в разрядниках спаркеров с амплитудами до 5000 А. Особенностью системы зарядки конденсаторных накопителей является использование управляемых выпрямителей, ограничивающих зарядки конденсаторов на уровне 200 А.

Приёмно-измерительный блок состоит И3 трех субблоков, независимых позволяющих проводить измерения импульсно-переходных и амплитудно-частотных параметров сигналов, осуществляя прием электрических и магнитных компонент вторичного электромагнитного сигнала. Приёмно-измерительный блок выполнен на базе высокопроизводительного компьютера, подключенного через специальный интерфейс к основному компьютеру. Принимаемые сигналы вводятся в приёмный компьютер через специальные входные устройства, состоящие из 16-24 прецизионных, гальванически разделенных между собой малошумящих масштабных усилителей и 18-24 разрядных аналого-цифровых преобразователей.

Входные масштабные усилители работают в частотном диапазоне от постоянного тока до 1000 Гц. Уровень собственных шумов, приведенных к входу на частоте 0,1 Гц, не превышает 0,05 мкВ. При проведении работ в труднодоступных условиях (горы, сильно пересеченная местность, тайга и т. д.) измерительные субблоки могут использоваться в конструктивно облегченных переносных вариантах и работать в автономных режимах. При этом сигналы синхронизации работы генераторных и приемных устройств, а также результаты измерений передаются для окончательной обработки в основной компьютер по дуплексному радиоканалу (например, при прямой видимости по всей длине исследуемого профиля — в стандарте Wi-Fi).

Приёмно-измерительный блок в целом позволяет проводить исследования импульсно-переходных и амплитудно-частотных характеристик изучаемого геоэлектрического разреза по многим методикам, поскольку обеспечивает:

- измерение процессов нарастания и спада принимаемых электромагнитных сигналов с регулируемой детальностью с интервалами отсчетов в пределах 10—1000 мс;
 - измерение амплитуды отдельных спектральных

составляющих с погрешностью отсчета не более 0,2% даже в условиях интенсивных электромагнитных помех вблизи действующей скважины.

Это достигается применением цифровой фильтрации и метода накопления в процессе первичной обработки принимаемых сигналов, которые затем окончательно обрабатываются по специальным программам, основанным на нейросетевых методах распознавания образов.

Результаты полевых наблюдений проходят экспрессобработку и интерпретируются с помощью входящего в комплекс высокопроизводительного многопроцессорного компьютера. Топографическая привязка результатов измерений осуществляется с помощью приборов GPS или ГЛОНАСС. Методика обработки и интерпретации полевых данных зависит от поставленных задач.

Аппаратно-программный комплекс выполняется в нескольких вариантах:

- для проведения поисково-разведочных работ на береговом шельфе, морских акваториях и суше;
- для детальных работ на море и на суше для обнаружения продуктивных нефтегазовых запасов в найденных стандартными геофизическими методами структурах и определения наиболее оптимального местоположения заложения разведочной скважины для вскрытия продуктивного пласта;
- для экспресс-оценки величины этих запасов, анализа и мониторинга изменения запасов в отдельных нефтегазовых пластах в процессе их разработки.

Опытно-производственные работы по СЭМ-методу с положительными результатами были выполнены на Баренцевом, Северном, Черном, Каспийском морях и в Мексиканском заливе на 7 морских нефтегазовых залежах и на 5 залежах на суше, по профилям общей протяженностью более 3 тыс. км, при глубинах моря от 5 до 1500 м и глубинах залегания продуктивных нефтегазовых пластов до 5 км. По результатам работ были указаны места для заложения 93 скважин. Из предложенных к бурению скважин продуктивными оказались 77. В среднем доля продуктивных скважин при разведке нефтегазовых залежей с применением СЭМ-метода достигает 80% от общего числа разведочных скважин против 20-25% при применении обычных методов разведки.

Детальное изучение нефтегазовой залежи в целях определения места заложения разведочной скважины проводится, как правило, путем вертикального сейсмоэлектромагнитного зондирования которое осуществляется в двух основных режимах.

Режим 1. Работа ведется с короткими импульсами, при этом электрический и упругий импульсы имеют примерно одинаковую длительность (до нескольких сотен миллисекунд).

Режим 2. Работа проводится с короткими упругими импульсами и электрическими импульсами большой длительности (до 10–15 с).

В первом режиме (рис. 5) упругий и электрический импульсы должны иметь максимально возможные амплитуды, а время запаздывания между ними необходимо постепенно увеличивать от некоторого начального момента до максимального, определяемого максимально возможной (предполагаемой) глубиной залегания нефтегазового пласта (с шагом в 5 мс).

При этом измерения вторичного сейсмоэлектромагнитного сигнала проводятся по циклам, с использованием методики накопления 10–50 принимаемых сейсмоэлектро-

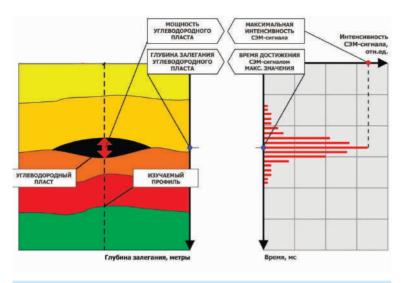


Рис. 5. Импульсное сейсмоэлектромагнитное зондирование.

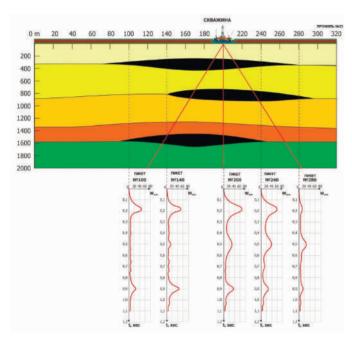


Рис. 6. Вертикальное сейсмоэлектромагнитное зондирование (режим 2).

магнитных сигналов в каждом цикле зависимости от интегральной интенсивности принимаемого сигнала и уровня внешних электромагнитных помех естественного или искусственного происхождения. В каждом цикле первоначально излучается упругий импульс, а за ним с задержкой, определяемой усредненной скоростью упругих колебаний в изучаемом разрезе и известной (или предполагаемой) глубиной залегания первого (от поверхности) нефтегазового пласта, излучается электрический импульс так, чтобы оба импульса достигали пласт практически одновременно, с опережением электрическим импульсом упругого на 1-2 мс. В каждом следующем цикле измерений задержка увеличивается на 5 мс – пока не будет достигнута заданная глубина исследования.

Во втором режиме (рис. 6) работы проводятся с короткими упругими импульсами

электрическими импульсами большой длительности (до 10-15 с). При этом поляризующее электрическое поле BO всех пластах возбуждается практически одновременно и действует 10-15 с. А импульс, распространяющийся вглубь разреза со скоростью 2-2,5 км/с, достигает каждого пласта с некоторым запаздыванием, взаимодействует в пласте с электрически поляризованными частицами нефтегазового флюида и порождает вторичный сейсмоэлектромагнитный сигнал. Этот сигнал практически мгновенно достигает поверхности Земли (воды), где располагаются приемные и питающие линии. При этом в питающей линии в это время протекает первичный поляризующий ток весьма большой величины (до 1-2 тыс. А), поэтому возникает непростая проблема выделения вторичного сейсмоэлектромагнитного сигнала на фоне значительно превышающего его первичного

сигнала. Отсчеты вторичного сейсмоэлектромагнитного сигнала, принимаемые на поверхности, берутся через каждые 2-5 мс.

В результате анализа таких измерений, проводимых на каждом пикете заданного профиля, могут быть оконтурены все зоны над продуктивными пластами изучаемой нефтегазовой залежи.

При детальном изучении обнаруженной многопластовой нефтегазовой залежи обычно проводится вертикальное сейсмоэлектромагнитное зондирование в режиме 1 или 2, при котором временной сдвиг между электрическим и упругим импульсами изменяется дискретно, с достаточно малым шагом (от 2 до 10 мс).

В частности, на рис. 7 приводится пример детального изучения многопластовой нефтегазовой залежи путем проведения вертикального сейсмоэлектромагнитного зондирования.

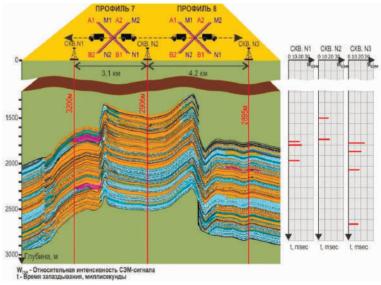


Рис. 7. Вертикальное сейсмоэлектромагнитное зондирование многопластовой залежи.

Заключение

В МГРИ - РГГРУ к настоящему времени разработаны и опробованы на ранее изученных, «эталонных», месторождениях различных полезных ископаемых несколько принципиально новых бинарных геофизических технологий, позволяющих проводить практически прямые поиски и детальную разведку глубоко залегающих месторождений различных полезных ископаемых на суше, на прибрежном шельфе и на глубоководных морских акваториях.

Отличительной особенностью новых технологий геофизических стандартных метолов является ОТ одновременно использование нескольких мошных искусственно создаваемых многокомпонентных электромагнитных полей и сейсмических (упругих) колебаний, которые воздействуя одновременно объект поисков (рудное тело, нефтегазонасыщенный пласт, линзу пресной воды и т.д.), возбуждают в нем (или на его контактах со вмещающей средой) сложные электрохимические, поляризационные, электродинамические и электрокинетические процессы, которые индуцируют вторичное многокомпонентное электромагнитное поле, которое практически однозначно связаны не только с физико-химическими свойствами, но и минералогическим и гранулометрическим составом изучаемого геологического объекта.

Из разработанных новых технологий наиболее эффективным является сейсмоэлектромагнитный метод

(метод СЭМ), основанный на изучении, линейных, нелинейных и параметрических процессов, происходящих в горных породах и рудах и особенно интенсивно - в нефтегазовых залежах - при одновременном воздействии на них упругих (сейсмических) колебаний, постоянных, импульсных или гармонических электромагнитных полей. Метод СЭМ обеспечивает эффективность поисков не менее 80%, в то время как стандартные геофизические методы обеспечивают эффективность не более 20%, т.е. из 10 пробуренных разведочных скважин только 2 вскрывают продуктивные пласты.

Экономическая эффективность работ по методу СЭМ может быть оценена примерно так:

- при морских работах затраты на разведочное бурение одной скважины составляют, как минимум, 10 млн долларов США на 1 км. Средняя глубина морских разведочных скважин в настоящее время составляет 2,5 км. Т.е. одна скважина стоит, как минимум, 25 млн долларов. Поэтому если метод СЭМ на каждые 10 пробуренных разведочных скважин дает экономию средств, как минимум 200 миллионов долларов.
- при сухопутных работах 1 км бурения разведочной скважины в среднем стоит 3 млн при средней глубине 3,5 км. Т.е. 1 скважина стоит 10,5 миллиона долларов и таким образом на каждые 10 пробуренных разведочных скважин на суше метод дает экономию средств, как минимум 120 млн долларов.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

- 1. «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года». Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 28.08.2003 г. № 1234-р
- 2. Ernst&Young, «Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В.». Аналитический отчёт «Перспективы развития нефтяной геологоразведки в России. Взгляд за горизонт 2025 года», 2011 г.
 - 3. Bloomberg Businessweek, 28.11.2011 г.
- 4. «Коэффициент удачи». // Нефть России. М.: 0A0 «Лукойл», 1999. № 3
 - 5. ЛУКОЙЛ. Отчет о деятельности 2009
- 6. PGS Multi-Transient EM Increasing drilling success. Leon Walker, President of PGS Multi-Transient EM. New Generation Oil&Gas, issue 3, 2007
- 7. Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З. Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых ч. 1 // Инженер-нефтяник. М.: 000 «Ай Ди Эс Дриллинг», 2011. № 1. с. 47–51
- 8. Мельников В.П., Лисов В.И., Брюховецкий О.С., Бобровников Л.З. Инновационная геофизика: бинарные технологии прямых поисков месторождений полезных ископаемых ч. 2 // Инженер-нефтяник. М.: 000 «Ай Ди Эс Дриллинг», 2011.— № 2. с. 12—14
- 9. Добрынин С.И., Головин С.В., Бобровников Л.З., Мелаев Д.В. Инновационная технология оценки и мониторинга запасов углеводородов в разрабатываемом нефтегазовом пласте // Инженер-нефтяник. М.: 000 «Ай Ди Эс Дриллинг», 2012.— № 2. с. 24—29

- 10. Добрынин С.И., Головин С.В., Бобровников Л.З., Мелаев Д.В. Тензорный сейсмоэлектромагнитный метод поисков, комплекс-ной оценки мощности и мониторинга в процессе эксплуатации продуктивных нефтегазовых залежей. // Рациональное освоение недр. М.: ЦКР-ТПИ Роснедра, 2012. № 4
- 11. Добрынин С.И., Лисов В.И., Бобровников Л.З., Головин С.В. Инновационная связь геофизики с бурением как мера качественного вскрытия продуктивной нефтегазовой залежи. // Вестник РАЕН. М.: РАЕН, 2013.- № 5. том 13
- 12. Добрынин С.И., Лисов В.И., Бобровни-ков Л.З., Головин С.В. Инновационные технологии определения мест заложения разведочных скважин. // Газовая промышленность. Спецвыпуск. Добыча УВ: геология, геофизика, разработка месторождений М.: ОАО «Газпром». 2013. № 696
- 13. Dobrynin S.I., Bobrovnikov L.Z., Zich A., Sauer D. T-SEM Eine innovative Technologie zur Einschдtzung und zum Monitoring von Kohlenwasserstoff-Vorrдten in einer prodduzierenden Lagerstдtte // ERDЦL ERDGAS KOHLE (Urban Verlag Hamburg). 2013. № 1, с. 12-17.

REFERENCES

- 1. "Energy Strategy of Russia up to the year 2020" approved by Russian Government Executive Order dated 28.08.2003 № 1234-p
- 2. Ernst&Young, The future of Russian oil exploration Beyond 2025, analysis report dated 2011.
 - 3. Bloomberg Businessweek, 28.11.2011 г.
- 4. "Successful ratio"// Russian oil- M: OAO "LUKOIL", 1999. № 3
 - 5. LUKOIL. Action report. 2009
- 6. PGS Multi-Transient EM Increasing drilling success. Leon Walker, President of PGS Multi-Transient EM. New Generation Oil&Gas, issue 3, 2007
- 7. V.P. Melnicov, V.I. Lisov, O.S. Bruhovetsky, L.Z. Bobrovnikov. Innovative geophysics: binary technologies for direct exploration of mineral deposits part 1 // Oil-Engineer M: IDS Drilling, 2011. № 1. p 47-51
- 8. V.P. Melnicov, V.I. Lisov, O.S. Bruhovetsky, L.Z. Bobrovnikov. Innovative geophysics: binary technologies for direct exploration of mineral deposits part 1 // 0il-Engineer M: IDS Drilling, 2011. \mathbb{N}^2 2 p. 12-14
- 9. S.I. Dobrinin, S.V. Golovin, L.Z. Bobrovnikov, D.V. Melaev. Innovative technologies to estimate and monitor developed hydrocarbon reserves. M: IDS Drilling, 2012. № 2 p. 24-29

- 10. S.I. Dobrinin, S.V. Golovin, L.Z. Bobrovnikov, D.V. Melaev. Tensor seismoelectromagnetic method for prospecting, layer thickness total evaluation and monitoring developed hydrocarbon reserves // Rational utilization of subsurface resources— M.: ЦКР-ТПИ Rosnedra, 2012. № 4
- 11. S.I. Dobrinin, V.I. Lisov, L.Z. Bobrovnikov, S.V. Golovin. Geophysics versus drilling. Innovations as measures for well completion quality. // PAEH herald. M: PAEH, 2013. № 5. volume 13
- 12. S.I. Dobrinin, V.I. Lisov, L.Z. Bobrovnikov, S.V. Golovin. Innovative technologies to determine exploratory well locations // Gas industry. Special edition. Oil and gas recovery: geology, geophysics and field development. M: OAO «Gasprom», 2013. № 696
- 13. Dobrynin S.I., Bobrovnikov L.Z., Zich A., Sauer D. T-SEM Eine innovative Technologie zur Einschatzung und zum Monitoring von Kohlenwasserstoff-Vorraten in einer prodduzierenden Lagerstatte // ERDILL ERDGAS KOHLE (Urban Verlag Hamburg). 2013. № 1, c. 12-17.

VΔK 622.24.05

Градостроительный кодекс применительно к проектированию строительства нефтяных и газовых скважин

В.В. Кульчицкий – доктор техн. наук (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)



20-летию института СибНИПИ "Нефтяные горизонты" – пионера проектирования строительства горизонтальных скважин в ХМАО-Югра посвящается

20-летний опыт проектных работ Сибирского научно-исследовательского и проектного института «Нефтяные горизонты» - СибНИПИ «НГ» (образован 11 апреля 1994 года), 10-летний опыт проектирования ОАО «Научно-исследовательского и проектного центра

газонефтяных технологий» (НИПЦ ГНТ) и 5-летний опыт генерального проектировщика Научно-исследовательского и проектного института буровых технологий РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (НИИБТ), реализовался в разработке программ подготовки специалистов «Основы

проектирования строительства скважин» для бакалавриата и «Проектирование строительства скважин» для магистратуры НИУ «РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина» по направлению 131000 «Нефтегазовое дело» и послужил основанием в написании трёхтомного учебного пособия «Проектирование строительства нефтяных и газовых скважин» [1].

изменения с вводом требований, Радикальные предъявляемых к разработке проектной документации (ПД), изложенных в Федеральном законе от 29 декабря 2004 года № 190-Ф3 «Градостроительный кодекс РФ», Приказе Министерства регионального развития РФ от 30.12.2009 624 «Перечень видов работ, по инженерным изысканиям (ИИ), по подготовке ПД, по строительству, капитальному ремонту реконструкции, объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства», Постановлении Правительства РФ ОТ 16.02.2008 № 87 «О составе разделов ПД и требованиях к их содержанию» в корне изменили основы проектирования нефтяных и газовых скважин, заложенные более 50 лет назад Всероссийскими государственными институтами нефтегазовой промышленности: ВНИИБТ и ВНИИОЭНГ. Разработанные указанными институтами ВСН 39-86 «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» и РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» остаются единственными руководящими документами, регулирующими разработку технической части проекта – Раздела 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженернотехнического обеспечения, перечень инженернотехнических мероприятий, содержание технологических решений».

С 2007 года идет адаптация к требованиям ГСК, предназначенного для всех видов градостроительной деятельности (ГД) как гражданского, так и промышленного строительства, непосредственно к строительству нефтяных и газовых скважин. Потребовалась отдельная книга в учебном пособии, посвященная нормативным требованиям к разработке ПД на строительство нефтяных и газовых скважин всех назначений в свете новых требований ГСК РФ, Федерального закона о техническом регулировании, Главгосэкспертизы, постановлений Правительства, Министерства регионального развития, положений Ростехнадзора И Саморегулируемых организаций (СРО) по проектированию особо опасных объектов капитального строительства, каковыми являются нефтяные и газовые скважины.

Цель учебного пособия раскрыть, обобщить и систематизировать современные подходы к решепроблем разработки ПД на строительство нефтяных и газовых скважин в условиях постоянно меняющихся требований со стороны законодательных, инспектирующих и экспертирующих органов. Разрешение на строительство нефтяных и газовых скважин, согласно Статьи 51 ГСК, представляет собой документ, подтверждающий соответствие ΠД требованиям градостроительного плана (ГП) земельного участка (ЗУ) или проекту планировки территории и дающий застройщику нефтегазодобывающему предприятию право осуществлять строительство и/или реконструкцию скважин. Разрешение на ввод нефтяной или газовой скважины в эксплуатацию, согласно Статьи 55 ГСК, представляет собой документ, который удостоверяет выполнение строительства и/или реконструкции скважины в полном объеме в соответствии с разрешением на строительство, соответствие построенной, реконструированной скважины градостроительному плану 3У и ПД.

Но помимо знания требований по разработке ПД на строительство нефтяных и газовых скважин, выраженных в законодательных и подзаконных актах, регламентах и инструкциях обучающимся необходимо выработать навыки по выполнению технологических инженерных расчетов, связанных с процессом углубления скважин, выбора типов и параметров буровых растворов в соответствии с геологическим разрезом, технологией вскрытия продуктивного пласта, опробованием, освоением и испытанием продуктивных объектов с соблюдением правил безопасности ведения буровых работ, охраны недр и окружающей природной среды. Проект на строительство скважин должен составляться с учетом передовых технологий, обеспечивающих высокое качество строительства скважин, повышение надежности и экономической эффективности процесса строительства при допустимой степени риска.

Инженер-проектировщик обязан обладать необходимыми знаниями не только по бурению нефтяных и газовых скважин, но и законодательству РФ о градостроительной деятельности (ГД), о техническом регулировании, в том числе требованиям к обеспечению безопасной эксплуатации скважин как объекта капитального строительства в части, касающейся выполнения инженерных изысканий в целях проектирования, строительства и эксплуатации скважин.

Дисциплина «Проектирование строительства скважин» входит в вариативную часть цикла профессиональных дисциплин и относится к завершающей части компонентов программы подготовки «Строительство нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях». Материал, рассматриваемый в дисциплине, представляется наиболее сложным и ответственным, так как проект на строительство скважин является основным разрешительным и исполнительным документом на буровом объекте. Для магистранта и бакалаврианта дисциплина «Проектирование строительства скважин» считается базисной при подготовке курсовых проектов, бакалаврской работы и магистерской диссертации.

Назначение учебного пособия состоит в том, чтобы дать основы систематизации полученных знаний на завершающем этапе обучения по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Опыт автора, как члена правления СРО НП «Нефтегазсервис», осуществляющей правовое и научнометодическое регулирование проектной деятельности особо опасных объектов капитального строительства, также способствовал более подробному описанию новых законодательных процедур по осуществлению проектной деятельности.

Научно-методической и учебно-практической основой настоящего учебного пособия являются технологии Дистанционного интерактивно-производственного обучения (ДИПО), построенные на взаимодействии обучаемого с учебной средой на базе разработки реальных проектов на строительство скважин, осуществляемой лабораторией проектирования строительства скважин НИИБТ Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина [2]. Материалы, изложенные в учебном пособии, апробированы в лабораторно-учебном классе ДИПО-Проектирование, где самостоятельная

работа обучаемых проводится под руководством преподавателей и наставников — руководителей проектных институтов, главных инженеров проектов, ведущих инженеров-проектировщиков ОАО «НИПЦ ГНТ», НИИБТ и ЗАО «СибНИПИ «Нефтяные горизонты» [3].

Радикально изменились подходы к выполнению проектных работ и сама проектная документация на строительство нефтяных и газовых скважин (ПД), которая разрабатывается в соответствии с градостроительным планом земельных участков (ЗУ), заданием на проектирование (ЗП), градостроительным регламентом, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации сооружений и скважин и безопасного использования прилегающих к ним территорий, и с соблюдением технических условий.

В рамках требований ГСК к планированию территорий муниципальных образований, поселений в отношении к разработке ПД на строительство нефтяных и газовых скважин определение нефтегазового месторождения приобрело новый смысл: Месторождение - это территория, в недрах которой расположены залежи нефти и/или газа, приуроченные к одной или нескольким контролируемым ловушкам, единым структурным и расположенным на одной локальной элементом площади, использование которой осуществляется в виде территориального планирования (ТП), градостроительного зонирования, планировки территории, проектирования, строительства, капитального ремонта, реконструкции, эксплуатации и ликвидации скважин. То же относится к скважине (структурной, поисковой, разведочной, нефтяной, газовой или специальной) как сооружению, являющемуся особоопасным объектом капитального строительства (ОКС) на кустовой площадке или морской платформе, задача которых обеспечить поиск, разведку месторождений жидких и газообразных углеводородов, добычу нефти и/или газа. Кустовая площадка определяется как инженерное сооружение, геометрические размеры и эксплуатационная характеристика которого должны обеспечивать размещение необходимого комплекса оборудования и производство операций: монтаж, передвижку и демонтаж буровой установки (БУ), бурение и освоение скважин, обвязку скважин и их эксплуатацию, ликвидацию скважин. Проектная документация - документация, содержащая текстовые и графические материалы и определяющая, функциональнотехнологические, конструктивные инженернотехнические решения для обеспечения строительства и реконструкции нефтяных и газовых скважин.

Перечень видов работ, оказывающих влияние на безопасность скважин, утверждён Приказом Министерства регионального развития РФ от 30.12.2009 № 624, согласно которого лицом, осуществляющим подготовку ПД, может являться заказчик либо привлекаемая заказчиком или на основании договора проектная организация [4]. Впервые проектная организация, осуществляющая разработку ПД на строительство нефтяных и газовых скважин стала генеральный проектировщиком по отношению в организациям, осуществляющим инженерные изыскания и разработку проекта обустройства месторождения, организует и координирует работы по подготовке ПД, несет ответственность за качество ПД и ее соответствие требованиям технических регламентов.

В Книге I учебного пособия изложены требования к разработке ПД на строительство скважин всех

назначений на нефтяных и газовых месторождениях, урегулированные Градостроительным кодексом законодательным актом РФ, принятым в 2004 году и регулирующим отношения в таком виде градостроительной деятельности как проектирование особо опасных объектов промышленного капитального строительства (ОООПКС). ГСК представляет собой унифицированный документ на все виды строительной деятельности промышленных объектов объектов жилищно-гражданского строительства. Специфические и уникальные особенности строительства объектов нефтегазовой промышленности, скважин сложных горно-технических особенно сооружений, находящихся в процессе бурения без доступа человека к ОКС в перманентном (пограничном) состоянии аварий и осложнений, требуют в рамках адаптации к проектированию нефтегазовых объектов. ГСК сложно применять напрямую для целей проектирования нефтяных и газовых скважин без дополнительных разъяснений, примеров и толкований, поэтому его положения адаптированы к строительству нефтяных и газовых скважин как ОООПКС. Приведен перечень видов работ по подготовке ПД, строительству, реконструкции, капитальному ремонту и ликвидации скважин, оказывающих влияние на безопасность скважин. Представлены адаптированное положение о составе разделов ПД и требования к их содержанию, разделы общей пояснительной записки, методические инструктивные указания по заполнению разделов рабочего проекта. Изложены требования к выдаче СРО свидетельств о допуске к работам по подготовке ПД на строительство нефтяных и газовых скважин. Показан порядок организации и проведения государственной

ГСК - кодифицированный нормативный правовой акт, регулирующий градостроительные и отдельные связанные с ними отношения на территории РФ. ГСК содержит требования к градостроительному зонированию территорий нефтегазовых месторождений, взаимное соотношение, порядок разработки и принятия разных видов градостроительной и проектной документации, содержание и порядок выдачи разрешений на строительство скважин, права и обязанности нефтегазодобывающего (лицензиодержателя предприятия на разработку нефтяных и газовых месторождений). В ГСК впервые в отечественной практике регламентируются на уровне закона важные для практики правила проектирования, в том числе состав и порядок экспертизы ПД, строительства и приемки в эксплуатацию законченных строительством скважин, правила их капитального ремонта и/или реконструкции. ГСК устанавливает требования не только к результатам, но и к процессам освоения территории, включая проектирование и собственно строительство нефтяных и газовых скважин. ГСК содержит требования к градостроительному зонированию территории, взаимное соотношение, порядок разработки и принятия разных видов градостроительной деятельности и ПД, содержание и порядок выдачи разрешений на строительство, права и обязанности нефтегазодобывающего предприятия.

ГСК устанавливает трехуровневую систему нормативных правовых актов, где могут содержаться обязательные требования строительного характера: правовые акты РФ, субъектов РФ и органов самоуправления. Нормативные документы технического характера ГСК не регламентируются, поскольку входят в сферу действия ФЗ о техническом регулировании. ГСК предусматривает

применение технических регламентов, установленных Ф3 о техническом регулировании, в качестве документов, определяющих технические параметры объектов строительства скважин, в том числе и территорий.

Значительное место в ГСК уделено регламентации территориального планирования (ТП), направленное на определение в этих документах назначения территорий, исходя из совокупности социальных, экономических, экологических и иных факторов в целях обеспечения устойчивого развития территорий, развития инженерной, транспортной и социальной инфраструктур, обеспечения учета интересов граждан и их объединений, РФ, субъектов РФ, муниципальных образований.

Документы ТП имеют три уровня: документы РФ, субъектов РФ и муниципальных образований. Они определяют градостроительную политику соответствующего уровня и являются обязательными для органов государственной власти, органов местного самоуправления при принятии ими решений и реализации таких решений по выделению ЗУ.

Документами ТП муниципальных образований являются:

- 1) схемы ТП муниципальных районов;
- 2) Градостроительный план (ГП) поселений;
- 3) ГП городских округов.

ГП и схемы ТП проходят процедуру публичных слушаний и утверждаются представительными органами местного самоуправления. ГП в случаях, которые предстоит определить Правительству, подлежат обязательной государственной экспертизе. В остальных случаях документы ТП могут быть направлены на экспертизу по инициативе и за счет органов власти и местного самоуправления, объединений граждан.

Правила землепользования и строительства (ПЗ) утверждаются практически так же, как и документы ТП и включают в себя:

- 1) порядок их применения и внесения изменений в указанные правила;
 - 2) карту градостроительного зонирования;
 - 3) градостроительные регламенты.

На карте градостроительного зонирования (КГЗ) устанавливаются границы территориальных зон (ТЗ).

Градостроительным регламентом (ГР) определяется правовой режим ЗУ, равно как всего, что находится над и под поверхностью ЗУ и используется в процессе их строительства и последующей эксплуатации объектов капитального строительства. В ГР в отношении ЗУ и ОКС, расположенных в пределах соответствующей территориальной зоны, указываются:

- 1) виды разрешенного использования ЗУ и ОКС;
- 2) предельные (минимальные и/или максимальные) размеры 3У и предельные параметры разрешенного строительства, реконструкции ОКС;
- 3) ограничения использования ЗУ и ОКС, устанавливаемые в соответствии с законодательством РФ.

В отличие от документов ТП, правила землепользования и строительства отражают не намерения органов самоуправления в отношении развития территории, а их правовые решения относительно того, для чего можно и для чего нельзя использовать землю.

Разработке ПД по планировке территории (ПТ), то есть проекта планировки территории (ППТ) и проекта межевания территории (ПМТ), ГСК уделяет большое внимание. Эти документы отражают конкретные планировочные решения и непосредственно затрагивают

интересы граждан и организаций. Поэтому состав документов, порядок их разработки, утверждения и согласования детально расписан в ГСК. Разработанные проектные решения подлежат опубликованию и обязательному рассмотрению на публичных слушаниях с участием граждан, проживающих на территории.

ГСК установлены прямые законодательные требования к основным процессам создания строительной продукции – проектированию и строительству скважин. Ранее они фигурировали только в строительных нормах и правилах. Инженерные изыскания (ИИ) являются обязательным элементом любого строительства. Виды ИИ, порядок их выполнения, а также состав и форму материалов ИИ, порядок формирования и ведения государственного фонда материалов и данных ИИ с учетом потребностей информационных систем обеспечения ГД установлены Правительством РФ. Результаты ИИ в обязательном порядке должны передаваться в государственный фонд материалов и данных ИИ.

ПД является обязательной для строительства, реконструкции, а также капитального ремонта скважин, если при его проведении затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности скважины.

ГСК устанавливает следующий минимум исходноразрешительной документации, которую застройщик или заказчик обязан предоставить проектировщику:

- 1) градостроительный план ЗУ;
- 2) результаты ИИ (в случае, если они отсутствуют, договором должно быть предусмотрено задание на выполнение ИИ);
- 3) технические условия на подключение объекта к сетям инженерно-технического обеспечения.

ГСК устанавливает (Статья 48) следующий принципиальный состав проектной документации:

- 1) пояснительная записка с исходными данными для проектирования строительства, реконструкции, КРС, в том числе с результатами ИИ, техническими условиями;
- 2) схема планировочной организации ЗУ, выполненная в соответствии с градостроительным планом ЗУ;
 - 3) архитектурные решения (не требуются);
- 4) конструктивные и объемно-планировочные решения:
- 5) сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений;
 - 6) проект организации строительства скважин;
 - 7) проект организации работ по ликвидации скважин;
- 8) перечень мероприятий по охране окружающей среды:
- 9) перечень мероприятий по обеспечению пожарной безопасности;
- 10) мероприятия по обеспечению доступа инвалидов (не требуется);
- 11) проектно-сметная документация на строительство скважин, финансируемых за счет средств соответствующих бюджетов;
 - 12) иная документация в случаях, предусмотренных Ф3. Рабочую документацию ГСК не затрагивает.

Согласно ГСК государственная экспертиза ПД на строительство скважин является обязательной. Он запрещает требовать дополнительных экспертиз.

Задачей государственной экспертизы (ГЭ) проектной документации является оценка соответствия ПД требованиям

технических регламентов, в том числе санитарноэпидемиологическим, экологическим требованиям, требованиям государственной охраны объектов культурного наследия, требованиям пожарной, промышленной, ядерной, радиационной и иной безопасности, а также результатам инженерных изысканий. Заказчик-застройщик вправе по своей инициативе организовать проведение дополнительной негосударственной экспертизы ПД силами аккредитованных организаций в порядке, установленном Правительством РФ.

Согласно Кодексу разрешение на строительство представляет собой документ, подтверждающий соответствие проектной документации требованиям градостроительного плана ЗУ и дающий застройщику право осуществлять строительство или реконструкцию скважин, а также их капитальный ремонт. Получение обязательно строительстве разрешения при реконструкции скважин, а также их капитальном ремонте, если при его проведении затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности таких скважин.

ГСК устанавливает, что лицами, осуществляющими строительство, могут являться застройщик привлекаемые застройщиком заказчиком или основании договора физические или юрилические обладающие соответствующей квалификацией (подразумевается, имеющие лицензию). В Кодексе определены основные обязанности участников строительства в рамках административного права, независимо от их обязанностей по договору строительного подряда, для заказчика-застройщика они следующие: «... застройщик или заказчик должен подготовить ЗУ; для строительства скважин и скважину для реконструкции или капитального ремонта, а также передать лицу, осуществляющему строительство, материалы ИИ, ПД, разрешение на строительство. При необходимости прекращения работ или их приостановления более чем на шесть месяцев застройщик или заказчик должен обеспечить консервацию скважины» (статья 52).

Если строительство скважин подлежит государственному строительному надзору, то заказчик-застройщик должен заблаговременно известить его с приложением следующих документов:

- копия разрешения на строительство;
- ПД в объеме, необходимом для осуществления соответствующего этапа строительства;
- копия документа о вынесении на местность линий отступа от красных линий;
 - общий и специальные журналы работ.

Строитель, со своей стороны, обязан: строить в соответствии с заданием заказчика-застройщика, ПД, требованиями градостроительного плана ЗУ, требованиями технических регламентов, и при этом обеспечивать безопасность работ для населения и окружающей среды, выполнение требований безопасности труда, объектов культурного наследия. сохранности обязан также обеспечивать доступ на территорию строительства скважин представителей застройщика или заказчика, органов государственного строительного надзора, предоставлять им необходимую документацию, проводить строительный контроль, обеспечивать ведение исполнительной документации, извещать застройщика или заказчика, представителей органов государственного строительного надзора о сроках завершения работ, которые подлежат проверке, обеспечивать устранение выявленных недостатков и не приступать к продолжению работ до составления актов об устранении выявленных недостатков, обеспечивать контроль за качеством применяемых строительных материалов.

Организационные детали: порядок осуществления строительства, реконструкции, капитального ремонта, порядок консервации скважин могут устанавливаться нормативными правовыми актами РФ (постановления Правительства, ведомственные документы).

ГСК Согласно строительный контроль проводиться в процессе строительства скважин с целью проверки соответствия выполняемых работ ПД, требованиям технических регламентов, результатам ИИ, требованиям градостроительного плана ЗУ. Обязанность ведения строительного контроля возложена на лицо, осуществляющее строительство, т.е. на заказчика-застройщика либо на привлекаемое им на основании договора физическое или юридическое лицо (статья 53). Как правило, контроль за строительство скважин осуществляет супервайзер, наделенный полномочиями представлять заказчика на буровом объекте. В случае возникновения аварийных ситуаций на объекте супервайзер обязано извещать органы государственного строительного надзора. По своей инициативе заказчик-застройщик может привлекать проектировщика для проверки соответствия выполняемых работ проектной документации, т.е. ведения авторского надзора. Промежуточные результаты работ по контролю за строительством скважин должны оформляться актами освидетельствования.

«Государственный строительный надзор осуществляется при строительстве, реконструкции скважин, а также при их капитальном ремонте, если при его проведении затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности ...» (статья 54). Это — скважины, ПД на строительство которых подлежит государственной экспертизе в соответствии со статьей 49 ГСК. Как и строительный контроль, Ростехнадзор должен проверять соответствие выполняемых работ требованиям технических регламентов и ПД.

ГСК частично регламентирует порядок ввода скважин в эксплуатацию. Если ФЗ о техническом регулировании распространяется на первый «технический» этап приемки и трактует его как одну из форм оценки соответствия скважины предъявляемым техническим требованиям, то ГСК рассматривает административную составляющую этого действия. ГСК предусматривает, что после выполнения «технической» оценки соответствия скважины предъявляемым требованиям застройщик обращается в орган исполнительной власти, выдавший разрешение на строительство, с заявлением о выдаче разрешения на ввод объекта в эксплуатацию. К этому заявлению прилагаются следующие документы (см. Статью 55):

- 1) правоустанавливающие документы на ЗУ;
- 2) градостроительный план ЗУ;
- 3) разрешение на строительство скважины;
- 4) акт приемки объекта заказчиком;
- 5) документ, подтверждающий соответствие построенной, реконструированной, отремонтированной скважины требованиям технических регламентов и подписанный лицом, осуществляющим строительство;
- 6) документ, подтверждающий соответствие параметров построенной, реконструированной, отремонтированной скважины проектной документации и подписанный лицом, осуществляющим строительство;

- 7) документы, подтверждающие соответствие построенной, реконструированной, отремонтированной скважины техническим условиям;
- 8) схема, отображающая расположение построенной, реконструированной, отремонтированной скважины, расположение сетей инженерно-технического обеспечения в границах ЗУ и планировочную организацию ЗУ и подписанная лицом, осуществляющим строительство;
- 9) заключение органа государственного строительного надзора, органа государственного пожарного надзора о соответствии построенной, реконструированной, отремонтированной скважины требованиям технических регламентов и проектной документации.

По результатам рассмотрения представленных документов орган власти или самоуправления выдает застройщику разрешение на ввод скважины в эксплуатацию, которое является основанием для постановки на государственный учет построенной скважины, внесения

изменений в документы государственного учета реконструированной скважины. Разрешение на ввод скважины в эксплуатацию представляет собой документ, который удостоверяет выполнение строительства в соответствии с разрешением на строительство и соответствие градостроительному плану 3У и ПД.

Выводы:

- 1. Негатив ГСК:
- За законодательными и бумажными завалами затерялась актуальность и значимость технического проекта на строительство нефтяных и газовых скважин главного проектного документа, на основе которого создаётся бюджет страны.
 - 2. Позитив ГСК:

Поселения и муниципальные образования включены в систему воздействия и контроля за нефтегазовой деятельностью на их территориях.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

- 1. Градостроительный кодекс РФ (в ред. Федерального закона от 18.07.2011 № 243-Ф3).
- 2. Приказ Министерства регионального развития РФ от 30.12.2009 № 624.
- 3. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов ПД и требованиях к их содержанию».
- 4. Положение об организации и проведении государственной экспертизы ПД и результатов инженерных изысканий, утверждённое Постановлением Правительства РФ от 05.03.2007 № 145.

REFERENCES

- 1. Russian Urban Development Code (as a Federal law № 243-Ф3 dated 18.07.2011)
- 2. Order of the RF Regional Development Ministry № 624 dated 30.12.2009
- 3. RF Government Regulation № 87 dated 16.02.2008 "Concerning planning documentation sections and their content requirements".
- 4. Statute on organization and carrying out government expert review of planning documentation and engineering investigations approved by RF Government Regulation № 145 dated 05.03.

VAK 622.276:622.24

Закономерности формирования вертикального и наклонного ствола скважины

К.М.Солодкий – канд. техн. наук

1. Образование локальных искривлений ствола вертикальной скважины

При бурении скважины её ствол формируется с различными отклонениями от идеальной формы, которые можно разделить на отклонения, рассматриваемые в поперечном и продольном сечениях в отдельности.

В поперечном сечении ствол скважины кроме круглой

формы имеет форму сглаженного многоугольника, периметр которого может быть осложнен выступами, являющимися результатом формирования спиральных выработок в стенке скважины.

В продольном сечении ствол скважины может иметь условно синусоидальные и винтообразные, локальные искривления оси при постоянном диаметре ствола, единичные, односторонние или разносторонние резкие

смещения оси или же уступы, образующиеся в местах резкого изменения формы поперечного сечения.

Рассматривая теоретическую возможность развития разнообразных форм ствола вертикальной скважины процессе бурения с использованием различных компоновок низа бурильной колонны (КНБК) Г.Г. Семак разработал математическую модель формирования локальных искривлений [1]. В данной работе рассмотрен случай бурения в изотропной горной породе абсолютно жёсткой прямой КНБК с опорно-центрирующими элементами (ОЦЭ) при отсутствии каких-либо отклоняющих сил, которые могут быть вызваны весом самой КНБК и воздействием бурильной колонны. При этом принято условие, что траектория оси формирующегося в процессе бурения ствола скважины определяется траекторией хода вышерасположенных ОЦЭ, скользящих по стволу скважины, как по копиру. Форма ствола скважины, имеющего постоянный диаметр, полностью определяется формой её оси, а при перемещении КНБК центры ОЦЭ и долота перемещаются по оси скважины. Другими словами, при бурении центры полноразмерных ОЦЭ и долота совпадают с осью скважины На рис. 1 показана схема скважины с локальными искривлениями, по которой

свободно проходит жёсткая КНБК, содержащая долото и два опорноцентрирующих элемента.

Таким образом, в исследовахкин [1] математическая модель искривленной сквапринимается жины виде пространственной кривой линии, представляющей ОСЬ ствола скважины, a модель КНБК. включающей долото, калибратор и центратор - в виде отрезка прямой линии АС с точками А, В и С, принадлежащих прямой линии и кривой линии, изображающей ось ствола скважины. Прохождение КНБК по стволу скважины выражается условием постоянного расположения точек А, В, С на прямой линии при их синхронном скольжении по рассматриваемой кривой линии (рис. 2).

Существуют другие формы ствола скважины, удовлетворяющие условию свободного прохождения КНБК, при которых её ось может наклоняться по отношению к усреднённой оси скважины.

Амплитуда локальных искривлений оси скважины в реальных условиях ограничивается вписываемостью основы (УБТ или забойный двигатель) КНБК. Когда со стенками скважины начинают контактировать УБТ или

корпус забойного двигателя, то из-за появления новых

точек опоры КНБК прекращается правомерность анализируемой математической модели формирования ствола скважины.

В общем случае для данной математической модели, в которой ОЦЭ являются точечными опорами, при любой их расстановке существуют такие формы искривленной оси скважины, которые удовлетворяют условиям прохождения этой КНБК.

Полученные Г.Г. Семаком зависимости доказывают возможность существования определённых форм локальноискривленной скважины, пропускающей жёсткую КНБК, содержащую долото и два ОЦЭ. Причём, изменением только расположения последних в КНБК невозможно предупредить процесс формирования локальных искривлений ствола.

Для развития ритмичных локальных искривлений необходимо ощутимое первоначальное смещение оси скважины в зоне расположения долота и калибратора.

Резкие радиальные смещения оси ствола скважины могут быть вызваны:

- изменением твердости горной породы;
- наличие уступов в стенке ствола скважины;
- наличием металла на забое;
- поворотом КНБК, содержащей эксцентрично установленные опорно-центрирующие элементы при бурении забойным двигателем;
 - образованием каверны;
- неудачным сочетанием величин мощности пластов горной породы с различной твердостью и расстояния между долотом и калибратором;
- вхождением КНБК в ствол, сформированный КНБК с иным расположением опорно-центрирующих элементов;
- переходом на меньший диаметр долота после спуска обсадной колонны;
- длительной призабойной проработкой долота забойным двигателем-отклонителем или без него с образованием в месте приработки уступа в виде оставшейся части старого забоя;
 - неравномерной подачей инструмента и выработки

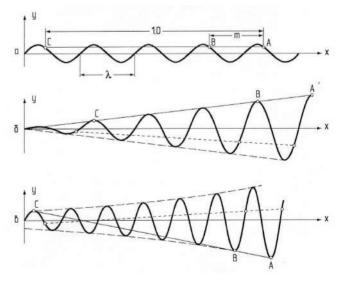


Рис. 2. Схема скважины с локальными искривлениями ствола

 ${f m}$ — расстояние от долота (точка ${f A}$) до середины калибратора;

расстояние от долота до середины центратора (точка ${f C}$) принято равным единице;

 λ — Δ ЛИНА ВОЛНЫ ИСКРИВЛЕНИЯ.

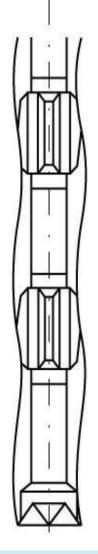


Рис. 1. Схема формирования локальных искривлений ствола при бурении КНБК. долотом и калибратором выемок за счет отклоняющей силы и т. п.

Необходимо отметить, что ориентация большинства вынужденных радиальных смещений оси ствола скважины является случайной, не поддающейся управлению.

Качество формы ствола скважины, эффективность применения КНБК и срок службы её ОЦЭ определяется реакцией КНБК на подобные вынужденные радиальные смещения оси скважины. С помощью аналитических зависимостей можно определить будут ли вынужденные единичные смещения оси скважины усиливаться или затухать.

При увеличении количества ОЦЭ в составе КНБК, за счет их рационального размещения задача предупреждения локальных искривлений ствола скважины существенно упрощается. Однако, такое решение не всегда оправдано из-за увеличения расхода ОЦЭ и определенных трудностей расположения их на прямой линии при каждой сборке КНБК, содержащей значительное количество резьбовых соединений.

Наряду с геометрическими размерами КНБК существенное значение в процессе формирования локальных искривлений имеет изменение поперечных размеров опорно-центрирующих элементов из-за их изнашивания.

Теоретически возможная форма рабочей поверхности калибратора, изношенного на конус снизу и сверху при сохранении номинального диаметра в средней части описывается уравнением тела вращения:

$$d = D - 4 \cdot \rho \cdot \sin \frac{\pi \cdot \varepsilon}{M} \tag{1}$$

где d — диаметр тела вращения на расстоянии от его центра, м;

D – диаметр ствола скважины, м;

ho — амплитуда локальных искривлений (радиус винтообразной оси скважины в плане), м,

M — расстояние от долота до центра первого калибратора, равное длине волны 1 первой гармоники, м.

В случае локальных искривлений ствола в виде винтовой линии с постоянным шагом и радиусом форма тела вращения, подсчитанная по формуле (1) близка к двухстороннему конусу.

Реальная форма изношенной рабочей поверхности калибратора является более сглаженной, чаще при бульшем износе на конус со стороны долота. Это объясняется тем, что вынужденные единичные радиальные смещения ствола скважины встречаются калибратором его нижней стороной и калибрование стенки ствола производится по неровному стволу при несимметричном радиальном нагружении.

Формула (1) связывает форму износа калибратора с максимально возможной амплитудой локальных искривлений оси скважины, другими словами, с высотой выступов и впадин стенки ствола скважины, из-за которых уменьшается действительный её проходной диаметр. Благодаря данному условию представляется возможность дать количественную оценку формы ствола скважины в интервале работы калибратора по форме его рабочей поверхности. При этом будем считать, что в процессе бурения имеет место жесткое ограничение возможности радиального смещения калибратора, а перекос КНБК определяется только размерами ОЦЭ.

Принятые условия являются достаточными для

определения максимально возможной амплитуды по крайней мере одного локального искривления на интервале работы калибратора. При этом изношенный калибратор должен вписаться в рассчитанную по зависимости (1) форму тела вращения с диаметром посередине, равным диаметру ствола скважины.

На рис. З изображены в продольном сечении контуры тела вращения максимального объёма и размещенного в данном контуре калибратора, имеющего характерную форму износа. Как следует из рис. З, тело вращения контактирует со стенкой локально искривленной скважины по всей длине, а калибратор только в 4-х точках. При этом для любой формы изношенного калибратора всегда можно рассчитать единую форму тела вращения с максимальным диаметром, равным диаметру изношенного долота и конусностью, которая определяется амплитудой локальных искривлений.

С учётом, что уменьшение действительного диаметра скважины за счёт неровностей ствола равно 2 для случая износа калибратора сверху и снизу получаем действительный проходной диаметр (DПР) локально искривленной скважины:

$$D_{IIP} = D - \frac{D - d}{2 \cdot \sin \frac{\pi \cdot L_1}{m}} \tag{2}$$

где D - диаметр ствола скважины, равный диаметру изношенного долота, мм;

d - диаметр изношенного калибратора в верхнем сечении, мм;

 L_1 - длина калибратора, мм;

m - расстояние от долота до центра калибратора, мм.

Например, для данных, полученных при бурении вертикальной скважины номинальным диаметром долота 295,3 мм (D=292 мм; d=230 мм; m=1600 мм; L=860 мм) получаем величину проходного диаметра ствола скважины в интервале работы калибратора равной 250 мм, что составляет 85% от номинального долота. В случае, если величина проходного диаметра меньше диаметра УБТ или забойного двигателя, то возможно касание

КНБК стенки скважины в интервале между опорно-центрирующими элементами.

Даже при незначительном изнашивании калибратора он быстро теряет свои свойства как опорно-центрирующего элемента КНБК. Износ калибратора на конус снизу и сверху равноценен значительному его укорочению.

Таким образом, ствол вертикальной скважины, пробуренной жёсткой КНБК, может иметь сложную форму. Интенсивность ло-кальных искривлений оси ствола можно характеризовать радиусом кривизны,

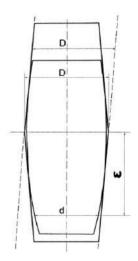


Рис. З. Контуры тела врашения максимального объёма в локально искривленном стволе скважины и реальная форма изношенного калибратора.

который на несколько порядков меньше радиуса кривизны оси искривленной КНБК, изогнутой в пределах её упругой деформации. Поэтому возможный прогиб КНБК вносит в механизм образования локальных искривлений ствола незначительную поправку, которой при практических расчётах можно пренебречь. Основные теоретические положения данной модели формирования локальных искривлений ствола хорошо согласуются с действительными условиями прохождения жёсткой КНБК и с характером износа ОЦЭ.

Локальные искривления нельзя зафиксировать при измерении геометрических параметров ствола скважины с помощью обычных инклинометров. Измерение параметров локальных искривлений ствола скважины производится с помощью специальных измерительных устройств и технологий. Экспериментальное изучение формы ствола вертикальной скважины проводилось методом киносъемки и фотографирования, а также с помощью специального устройства для измерения амплитуды локальных искривлений.

Фотографирование и киносъемка проводились в скважинах, бурение которых с применением воздуха осуществлялось на нефтяных месторождениях Прикарпатья. Исследуемые интервалы расположены в отложениях стрыйской свиты, представленной ритмичным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников различной твердости при широком диапазоне угла падения пластов. Бурение в указанном интервале характеризуется интенсивным искривлением ствола.

Фотографирование проводили через 5...30 часов после бурения интервала исследования долотом диаметром 295,3 мм. Форма поперечного сечения ствола практически в виде круга.

На рис. 4 представлен снимок интервала скважины пробуренный КНБК с коротким калибратором ($L=300\,$ мм), расположенным на расстоянии 1300 мм от долота. Калибратор изношен до диаметра 282 мм в течение одного долбления за 5,5 часа. Видны неровности ствола скважины в продольном сечении, которые на рис. 4

имеют вид небольших (10...12 мм), но довольно резких смещений или уступов в одном направлении. Уступы повторяются через 0,5...0,8 м и, возможно, располагаются на границах пластов горной породы с разной твердостью. Чередование пластов с различной скоростью бурения примерно такой же мощности отмечалось в процессе бурения.

На рис. 5 изображен уступ в стенке ствола скважины, образовавшийся в месте начала бурение забойным двигателем-отклонителем с углом перекоса секций 1,5°. Видимый на снимке уступ в форме полумесяца является частью старого забоя скважины. Его величина равна 80...85 мм, что составляет 27...29% от диаметра долота.

На рис. 6 показан уступ в стенке ствола скважины № 2-Зелёная, который образован прямой КНБК без ОЦЭ, с помощью которой производилось бурение из интервала работы забойным двигателем-отклонителем.

Приведенные примеры иллюстрируют хорошую фрезерующую способность долота и возможности существенного смещения текущего забоя скважины в радиальном направлении. Можно считать, что в механизме образования подобных уступов или локальных искривлений ствола скважины вообще нет принципиальных различий, образовались ли они из-за того, что была применён забойный двигатель-отклонитель, контактирующий с прямой скважиной, или КНБК с опорно-центрирующими элементами или без них, контактирующая с искривленным стволом в призабойной зоне.

Из сопоставления возможностей локального искривления ствола скважины и КНБК следует, что изгибом или её несоосным расположением в скважине невозможно объяснить одновременный износ ОЦЭ на конус снизу и сверху. Радиус кривизны изношенной рабочей поверхности калибратора в продольной плоскости практически определяет порядок радиуса локальных искривлений.

Интенсивность общего искривления ствола вертикальной скважины, как уже отмечалось, значительно меньше возможной, рассчитанной из условия вписываемости КНБК



Рис. 4. Ство∧скважины № 719-Битков в интервале 775-783 м.



Рис. 5. Ствол скважины № 2-Зелёная на глубине 220 м.

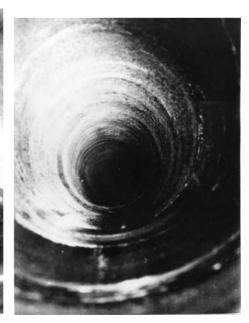


Рис. б. Ствол скважины № 2-Зелёная на глубине 227 м.

в плавно изогнутый ствол, не имеющий локальных искривлений. Поэтому общее искривление скважины следует рассматривать как проявление тенденции к совпадению векторов локальных искривлений. Данная тенденция проявляется в том, что геометрическая сумма единичных радиальных смещений, которая намного меньше алгебраической из-за разброса векторов смещений, подчиняется определённым закономерностям.

О наличии в стволе скважины локальных искривлений, уступов и неправильной формы поперечного сечения ствола можно судить по следующим признакам:

- повышенный износ долота по диаметру;
- значительный износ лап шарошечного долота;
- повышенный износ нижней части рабочих элементов калибратора;
- интенсивный торцевой и конический износ рабочих элементов калибратора, вплоть до поверхности его корпуса;
- двухсторонний износ калибратора на конус снизу и сверху;
- винтообразный или некруглый в поперечном сечении керн при бурении коронкой;
- динамический характер изменения нагрузки на крюке при спуске и подъеме бурильной колонны, заклинивание и посадки КНБК.

2. Формирование наклонного и горизонтального ствола скважины

Рассмотрим процесс формирования ствола скважины искривляющей КНБК на основе ГВЗД с одним центратором диаметром 214 мм и долотом диаметром 215,9 мм из горизонтального прямолинейного начального интервала

скважины [1, 2]. Центратор в данной КНБК установлен на расстоянии 2,5 м от долота, что в соответствии с расчётом обеспечивает интенсивность увеличения зенитного угла 7°/100 м (рис. 7).

В прямолинейном стволе скважины отклоняющая сила на долоте искривляющей КНБК равна 4,7 кН и направлена в сторону увеличения зенитного угла. Под действием отклоняющей силы долото будет фрезеровать стенку ствола скважины до получения радиуса кривизны ствола 330 м. В этом положении направляющая секция находится в искривленном стволе скважины, а остальная часть КНБК расположена в прямолинейном стволе.

После бурения очередного интервала, равного длине направляющей секции КНБК, центратор будет находиться уже в конце предыдущего интервала искривления, а точка опоры УБТ на стенку скважины – в прямолинейном стволе. Как следует из схемы, такое взаимное положение центратора и точки опоры УБТ равнозначно увеличению диаметра центратора на 9,5 мм. Это приведет к увеличению расстояния от центратора до точки опоры УБТ на стенку скважины и, соответственно, к увеличению отклоняющей силы на долоте. При этом радиус кривизны ствола вновь пробуренного интервала будет меньше радиуса кривизны предыдущего интервала. В результате бурения следующего интервала бурения центратор окажется еще выше точки опоры УБТ на стенку скважины, что еще больше увеличит мнимый диаметр центратора и, соответственно, отклоняющую силу на долоте и радиус кривизны ствола скважины уменьшится.

В рассматриваемом примере скважина будет искривляться с нарастающей кривизной до тех пор, пока УБТ не коснётся верхней стенки ствола скважины. При этом отклоняющая сила изменит свое направление и

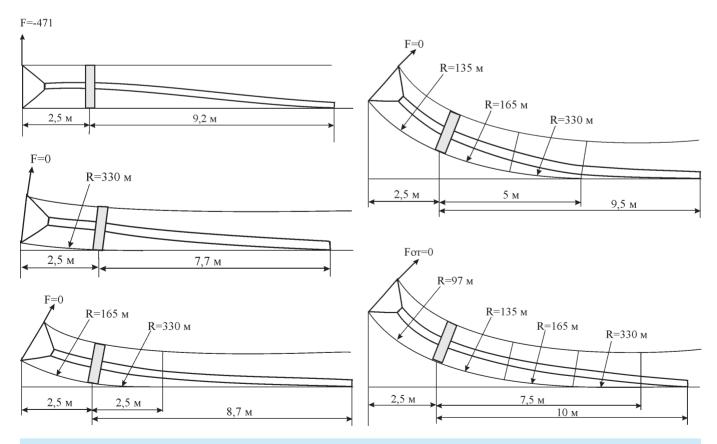


Рис. 7. Схема искривления ствола скважины КНБК из прямолинейного интервала.

будет направлена в сторону уменьшения зенитного угла, а кривизна ствола скважины будет уменьшаться. При некоторой кривизне ствола скважины УБТ оторвется от верхней стенки ствола скважины, а КНБК опять будет иметь возможность искривлять ствол скважины в направлении увеличения зенитного угла, что приведет к повторению описанного выше цикла. Таким образом, как следует из рассмотренного примера, первичное резкое искривление скважины является основной причиной формирования извилистой траектории при дальнейшем углублении скважины. При этом траектория бурения в рассматриваемом примере будет формироваться в виде восходящих и нисходящих дуг.

Практическое подтверждение рассмотренного механизма формирования ствола при смене КНБК было получено в процессе бурения наклонных и горизонтальных скважин [1, 2].

Бурение интервала 2656-2780 м горизонтального ствола скважины 28 Штормовая (Черное море) производили ВЗДО ДГ-155 с центратором диаметром 212 мм. Данная КНБК предназначена для увеличения зенитного угла с расчётной интенсивностью $1,5^{\circ}/10$ м.

На рис. 8 представлен график зависимости зенитного угла ствола горизонтальной скважины № 28 на месторождении Штормовое в интервале применения искривляющей КНБК.

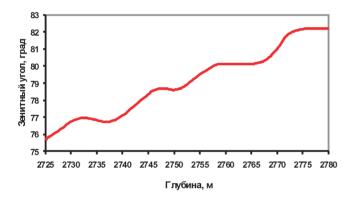


Рис. 8. Зависимость зенитного угла ствола скважины 28 Штормовая (Чёрное море).

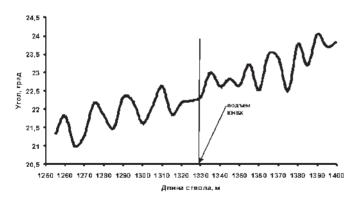


Рис. 9. Зависимость среднего значения зенитного угла от длины ствола, пробуренного стабилизирующей КНБК в составе: долото S 11 %, калибратор диаметром 295,3 мм, VБТ-203 длиной 2,5 м, центратор диаметром 295 мм, VБТ-203 длиной 14 м, центратор диаметром 290 мм, VБТ-203.

Как следует из рис. 8, интервалы, где интенсивность увеличения зенитного угла составляла 2°/10 м, чередовались с интервалами его уменьшения. Установленная закономерность изменения зенитного угла с глубиной подтверждает описанный выше механизм формирования ствола скважины при бурении искривляющими КНБК из прямолинейного ствола скважины.

При бурении специальной наклонно направленной скважины № 101 на месторождении Тенгиз проводку прямолинейного интервала профиля производили роторным способом с использованием КНБК в составе: долото S-11 $\frac{5}{8}$ " (295,3 мм), калибратор диаметром 295,3 мм, УБТ-203 длиной 2,5 м, центратор диаметром 295 мм, УБТ-203 длиной 14 м, центратор диаметром 290 мм, УБТ-203.

Стартовый интервал, в котором располагалась стабилизирующая КНБК, был пробурен турбобуром с искривленным переводником со средней интенсивностью увеличения зенитного угла $7^{\circ}/100$ м.

С целью получения достоверных данных о характере искривления ствола скважины в интервале применения КНБК после окончания долбления проводились многократные измерения зенитного угла и азимута с помощью двух инклинометров. Результаты статистического анализа измерений представлены в виде графика зависимости среднего значения зенитного угла от длины ствола (рис. 9).

Расчёты на основе измеренных значений зенитного угла от длины ствола показывает, что ствол скважины в интервале (1250-1400 м) бурения стабилизирующей КНБК осложнен ритмическими локальными искривлениями с длиной волны 15-20 м и амплитудой 0,2-0,3 м относительно средней оси.

Таким образом, при бурении из интервала ствола, кривизна которого существенно отличается от расчётного значения для используемой КНБК, формируется резко искривленный интервал, который является основной причиной извилистой траектории бурения.

В целях снижения интенсивности искривления ствола скважины в интервале сопряжения участков профиля и смены КНБК могут быть использованы следующие технико-технологические решения:

- применение гибкого звена для снижения жёсткости КНБК, что позволит уменьшить величину отклоняющей силы на долоте в момент бурения из стартового интервала ствола и снизить интенсивность локального искривления ствола скважины;
- предварительное формирование стартового интервала ствола, кривизна которого близка проектной интенсивности искривления используемой КНБК.

3. Влияние локальных искривлений и изгибов ствола на бурение и качество крепления скважины

Существенные отклонения в поперечном и продольном сечениях ствола скважины от идеальной формы могут привести к следующим нежелательным последствиям:

- увеличение сил сопротивления при перемещении КНБК по стволу скважины;
- увеличение износа опорно-центрирующих элементов КНБК и долота (рис. 10);
- создавать препятствия при спуске КНБК и обсадных колонн (рис. 11.);
- увеличение времени на подготовку ствола скважины к спуску обсадной колонны;

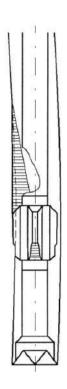


Рис. 10. Схема изнашивания калибратора в скважине с локальными искривлениями.

- низкое качество цементирования обсадных колонн (рис. 12).

Наличие резко искривленных интервалов ствола способствует также формированию в месте их расположения желобных выработок.

В интервалах ствола с локальными искривлениями невозможно обеспечить концентричное расположение обсадной колонны в скважине, так как кривизна ствола не может быть воспроизведена обсадными трубами, изгибающимися в пределах упругой деформации. При этом на участках касания обсадной колонны со стенкой скважины образуются застойные зоны, разрушить которые за счёт гидродинамического перепада давления буферной жидкости и тампонажного раствора практически невозможно [3].

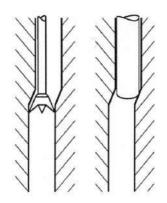


Рис. 11. Схема спуска бурильной (слева) и обсадной (справа) колонн в скважину с уступом.

В результате неполного замещения бурового раствора тампонажной смесью в заколонном пространстве образуются каналы, по которым флюид поступает в пласты с более низким давлением. Кроме того, при длительной эксплуатации скважины обсадные трубы могут протираться штангами глубинного насоса в месте резких искривлений ствола, что приводит к потере герметичности обсадной колонны.

Такие проявления техногенеза, как потеря герметичности крепи скважины, способствуют проникновению в подземные водоносные горизонты чужеродных литосферных вод и углеводородов при законтурном и внутриконтурном заводнении продуктивных пластов, включающих различные химические вещества.

При изъятии из недр огромных объёмов флюидов происходит существенная перестройка гидродинамической структуры бассейнов подземных формируются вод. искусственно созданные гидродинамические инверсии. Нарушение равновесного состояния сложившейся гидродинамической струкдействие наут приводит В

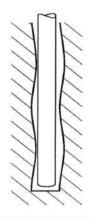


Рис. 12. Обсадная колонна в стволе скважины с локальными искривлениями.

процессы, направленные на её «квазистабилизацию», интенсифицируя межпластовые перетоки чужеродных подземных вод по внутричехольным нарушениям и литологическим «гидрогеологическим окнам», а также по заколонному пространству скважины [3].

Назрела также необходимость более широком применении при строительстве разведочных и эксплуатационных скважин современтехнологий, обеспечивающих ных высокое качество цементирования обсадных колонн. Создание герметичной крепи в интервалах расположения непроницаемых пластов горной породы позволит исключить вертикальную инверсию пластовых флюидов в водоносные горизонты.

Существенное повышение надёжности крепи скважины может быть достигнуто за счёт улучшения качества ствола скважины, что особенно актуально в интервалах залегания непроницаемых пластов горной породы.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. 645 с.
- 2. Повалихин А.С., Шатровский А.Г. Актуальные вопросы проводки прямолинейного интервала профиля наклонно направленных скважин. // Инженер-нефтяник
- М.: 000 «Ай Ди Эс Дриллинг», 2009. -№ 4. с. 18-21.
- 3. Повалихин А.С., Козловцева Л.Н. Вопросы охраны земных недр на месторождениях нефти и газа // Инженер-нефтяник. М.: 000 «Ай Ди Эс Дриллинг», 2008. -№ 1. с. 11-12.

REFERENCES

- 1. A.S. Povalihin, A.G. Kalinin, S.N. Bastrikov, K.M. Solodky. Directional, horizontal drilling and drilling of downhole splitters. M: CenterLitNefteGas, 2011. p. 645.
- 2. A.S. Povalihin, A.G. Shatrovsky. Highlights of locked-in sections drilling // Oil-Engineer M.: «IDS Drilling» LLC, 2011. № 4. p. 18-21.
- 3. A.S. Povalihin, L.N. Kozlovtseva Highlights of environment protection at oil and gas fields // Oil-Engineer M.: «IDS Drilling» LLC, 2008. № 1. p. 11-12.

VΔK 622.244.45

Методика проектирования процессов промывки горизонтальных скважин и скважин с большими смещениями забоя от вертикали

П.Н. Корчагин (ООО «ЭРИЭЛЛ НЕФТЕГАЗСЕРВИС»)

В настоящее время перед нефтегазодобывающим комплексом РФ стоят задачи по освоению газовых и газоконденсатных месторождений в районах Обской губы и полуострова Ямал. На таких месторождениях как Юрхаровское, Южно-Тамбейское и других, бурится количество горизонтальных скважин и планируется бурение скважин с большим смещением забоя от вертикали. Несмотря на многолетний опыт проводки горизонтальных скважин, вопросы их эффективной промывки изучены недостаточно, что приводит к ряду проблем при их бурении. Так, суммарные потери давления превышают рабочие характеристики буровых насосов. Решение такой проблемы осуществляется путём ограничения расхода промывочной жидкости по сравнению с расчётной величиной. Это приводит к снижению механической скорости бурения, ухудшению очистки ствола скважины, увеличению рисков, связанных с повышением концентрации шлама в стволе скважины.

Практика бурения горизонтальных скважин на Ванкорском и Юрхаровском месторождениях выявила ряд проблем:

- большие давления на стояке, близкие к возможностям буровых насосов;
- необходимость уменьшения расхода промывочной жидкости;
 - снижение механической скорости бурения;

- увеличение индекса очистки ствола скважины
- увеличение рисков, связанных с увеличением концентрации шлама в стволе скважины.

Анализ указанных проблем в работах [1-3] показал, что необходим новый подход к проектированию процессов промывки горизонтальных скважин и скважин с большим смещением забоя от вертикали, включающий комплекс решений:

- выбор буровых насосов;
- выбор типа бурового раствора;
- выбор типоразмера бурильных труб;
- выбор систем управляемого бурения.

Автором разработана «Обобщённая методика проектирования процессов промывки горизонтальных скважин и скважин с большим смещением забоя от вертикали», струтура которой представлена в виде схемы (рис. 1).

Данная методика применяется в компании 000 «ЭРИЭЛЛ НЕФТЕГАЗСЕР-ВИС», что позволило повысить качество разработки инженерных решений для наклоннонаправленных, горизонтальных и скважин с большим смещением забоя от вертикали, что, в свою очередь, обеспечило эффективное и безаварийное разбу-ривание нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений на месторожде-ниях Западной и Восточной Сибири, республики Коми, в районах Обской губы.

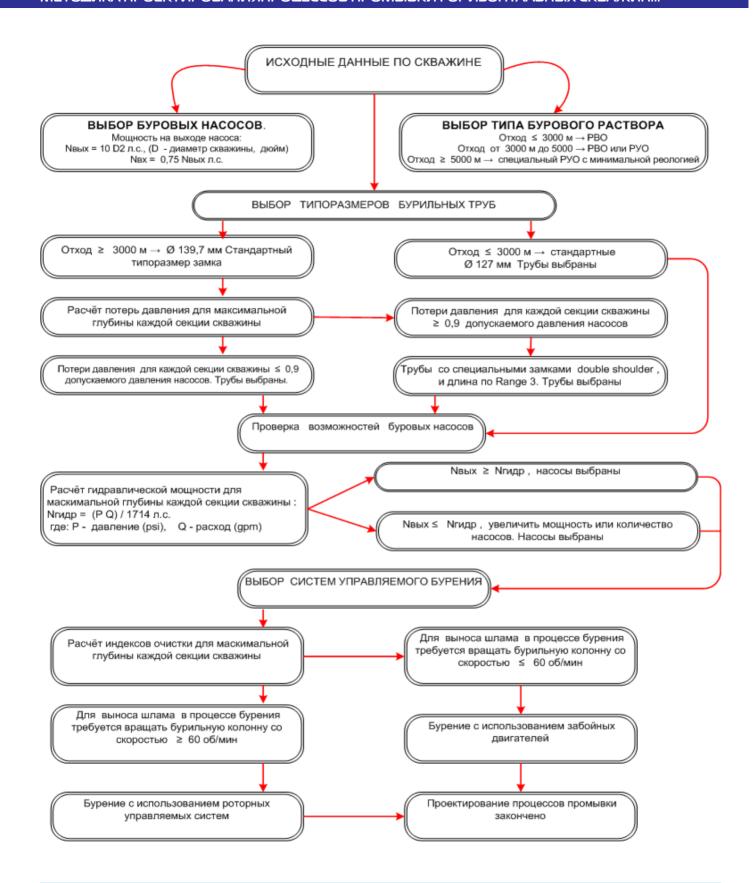


Рис. 1. Обобщённая методика проектирования процессов промывки горизонтальных скважин и скважин с большим смещением забоя от вертикали.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Корчагин П.Н. Гидравлика бурения скважин с большими отходами от вертикали. Проблемы и решения. / П.Н. Корчагин, Д.Х. Туктаров, А.Б. Охотников, Е.В. Глебов. // Инновационные технологии для нефтегазового комплекса. Сборник научных трудов посвящённый 45-летию кафедры «Бурения нефтяных и газовых скважин». Тюменский государственный нефтегазовый университет. Институт Нефти и Газа. Тюмень, 2010 год. с. 49-53.
- год. с. 49-53.

 2. Корчагин П.Н. Выбор типов буровых растворов и их свойств при бурении скважин с большими отходами от вертикали. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2011. № 1. с. 38-41.);
- 3. Туктаров Д.Х., Корчагин П.Н., Охотников А.Б. Пути оптимизации гидравлики бурения глубоких скважин // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2011. №1. с. 35-40. URL http://www.ogbus.ru/authors/Tuktarov/Tuktarov_2.pdf

REFERENCES

- 1. P.N. Korchagin. Extended reach drilling: hydraulics program. Issues and options. / P.N. Korchagin, D.H. Tuktarov, A.B. Ohotnikov, E.V. Glebov. Novel technologies for oil and gas sector. Collection of scientific papers related to the 45th anniversary of Drilling Department. State petroleum University, Oil and Gas Department, Tyumen, 2010 p. 49-53.
- 2. P.N. Korchagin. Mud choosing for extended reach drilling. // Technologies and techniques for oil and gas sector. 2011. № 1. p. 38-41.);
- 3. D.H. Tuktarov, P.N. Korchagin, A.B. Ohotnikov. Deep drilling: hydraulics program optimization. // Electron scientific review "Oil and Gas Engineering", 2011. №1. p. 35-40. URL http://www.ogbus.ru/authors/Tuktarov/Tuktarov 2.pdf

V∆K 543.31

Формирование перечня токсичных металлов, подлежащих контролю в местах нефтедобычи на морском шельфе

С.Г. Ивахнюк – канд. техн. наук; В.С. Головинский - канд. техн. наук (Санкт-Петербургский государственный технологический институт - технический университет)

загрязнения Актуальность проблемы акваторий морского шельфа (МШ) нефтью, а также отходами бурения и нефтедобычи, содержащими тяжелые и токсичные металлы, в настоящее время все более возрастает в связи со значительным ухудшением состояния окружающей среды, проявляющемся в снижении качества ресурсов морских экосистем в районах нефтедобычи и их сокращении. В соответствие с Морской доктриной Российской Федерации на период до 2020 г. (указ Президента РФ № ПР-1387 от 27.07.2001) «предотвращение загрязнения морской среды» - основа обеспечения национальных интересов в Мировом океане. Решение этой проблемы нужно начинать с осуществления выбора и обоснования приоритетного перечня примесей токсичных металлов, подлежащих контролю в местах нефтедобычи на МШ.

- В настоящее время к токсичным примесям металлов в природных водах экологи относят, в первую очередь, примеси тяжелых металлов (ТМ) [1, 2]. Тяжелые металлы на протяжении многих лет считаются основными загрязняющими веществами, наблюдения за которыми обязательны во всех средах. Сам термин ТМ, характеризующий широкую группу токсичных загрязняющих веществ, получил в последнее время значительное распространение [3], однако в различных научных и прикладных работах авторы по-разному трактуют значение этого понятия, в связи с чем, количество элементов, относимых к группе ТМ, изменяется в широких пределах.
- В качестве критериев принадлежности к ТМ используются многочисленные характеристики, такие как:

атомная масса, плотность, токсичность, распространенность в природной среде, степень вовлеченности в природные и техногенные циклы [4, 5]. В некоторых случаях под определение тяжелых металлов попадают элементы, относящиеся к хрупким (например, Bi) или металлоидам (например, As).

В общем случае термин "тяжелые металлы" связывают относительной атомной массой. высокой характеристика обычно отождествляется с представлением о высокой токсичности. Другим признаком, который позволяет относить металлы к ТМ, является их плотность. В современной цветной металлургии различают тяжелые цветные металлы - плотность 7,14-21,4 г/см³ (цинк, олово, медь, свинец, хром и др.) и легкие цветные металлы - плотность 0,53-3,5 г/см³ (литий, бериллий и др.). Согласно различным классификациям, к группе ТМ относят более 40 элементов с высокой относительной атомной массой и относительной плотностью больше 6, либо в эту группу включают цветные металлы с плотностью большей, чем у железа (свинец, медь, цинк, никель, кадмий, кобальт, олово, сурьма, висмут, ртуть).

В соответствии с известной классификации Н. Реймерса, тяжелыми следует считать металлы с плотностью > 8 г/см 3 . Таким образом, исходя из плотности, к ТМ можно отнести всего 10 металлов: Pb, Cu, Zn, Ni, Cd, Co, Sb, Sn, Bi, Hg [6].

В свою очередь, согласно сведениям, представленным в "Справочнике по элементарной химии" под ред. А.Т. Пилипенко (1977), к ТМ отнесены элементы, плотность которых > 5 г/см³. Авторы являются сторонниками именно такого подхода. Если исходить их этого показателя, то ТМ следует считать 43 из 84 металлов Периодической системы элементов.

Необходимо отметить, что в работах, посвященных непосредственно проблемам загрязнения окружающей природной среды и экологического мониторинга, на сегодняшний день к ТМ относят более 40 металлов периодической системы Д.И. Менделеева с атомной массой свыше 50 атомных единиц: V, Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Mo, Cd, Sn, Hg, Pb, Bi и др.

Важную роль в категорировании ТМ играют следующие условия: их высокая токсичность для живых организмов в относительно низких концентрациях, а также способность к биоаккумуляции и биомагнификации [7]. Практически все металлы, попадающие под это определение, активно участвуют в биологических процессах и входят в состав многих ферментов [8].

Формально определению ТМ соответствует большое количество элементов. Однако, по мнению исследователей, занятых практической деятельностью, связанной с организацией наблюдений за состоянием и загрязнением окружающей среды, соединения этих элементов далеко не равнозначны как загрязняющие вещества (3В). Поэтому во многих работах происходит сужение рамок группы тяжелых металлов, в соответствии с критериями приоритетности, обусловленными направлением и спецификой конкретных работ.

Так, в ставших уже классическими работах Ю.А. Израэля в перечне ЗВ, подлежащих определению в природных средах на фоновых станциях в биосферных заповедниках, в разделе ТМ упоминаются 4 металла: Pb, Hg, Cd и As. С другой стороны, согласно решению Целевой группы по выбросам тяжелых металлов, работающей под эгидой Европейской Экономической Комиссии ООН и занимающейся сбором и анализом информации о

выбросах 3В в европейских странах, только Zn, As, Se и Sb были отнесены к TM.

По определению Н. Реймерса, отдельно от тяжелых металлов стоят благородные и редкие металлы, соответственно, остаются только 10 металлов: Pb, Cu, Zn, Ni, Cd, Co, Sb, Sn, Bi, и Hg. В прикладных работах к числу ТМ чаще всего добавляют еще 5 элементов: Pt, Ag, W, Fe, Au, Mn.

Следует отметить, что ионы металлов являются непременными компонентами природных В зависимости от условий среды (рН, окислительновосстановительный потенциал, наличие лигандов) они существуют в разных степенях окисления и входят в состав разнообразных неорганических и металлорганических соединений, которые могут быть растворенными, коллоидно-дисперсными или входить в состав минеральных и органических взвесей [9]. Истинно растворенные формы металлов, в свою очередь, весьма разнообразны, что связано с процессами гидролиза, гидролитической полимеризации (образованием полиядерных гидроксокомплексов) комплексообразования с различными лигандами. Соответственно, как каталитические свойства металлов, так и доступность для водных микроорганизмов зависят от форм существования их в водной экосистеме [10].

Многие ТМ образуют довольно прочные комплексы с органикой, при этом, эти комплексы являются одной из важнейших форм миграции элементов в природных водах. Большинство органических комплексов образуются по хелатному циклу и являются устойчивыми. Комплексы, образуемые органическими кислотами с солями Fe, Al, Ti, U, V, Cu, Мо и других ТМ, относительно хорошо растворимы в условиях нейтральной, слабокислой и слабощелочной сред. Поэтому металлорганические комплексы способны мигрировать в природных водах на весьма значительные расстояния [11].

Для понимания факторов, которые регулируют концентрацию ТМ в природных водах, их химическую реакционную способность, биологическую доступность и токсичность, необходимо знать не только валовое содержание, но и долю свободных и связанных форм металла.

Переход металлов в водной среде в металлокомплексную форму может иметь три следствия:

- 1) может происходить увеличение суммарной концентрации ионов ТМ за счет перехода его в раствор из донных отложений;
- 2) мембранная проницаемость комплексных ионов может существенно отличаться от проницаемости гидратированных ионов;
- 3) токсичность металла в результате комплексообразования может сильно измениться.

Так, например, известно, что хелатные формы Cu, Cd, Hg менее токсичны, нежели свободные ионы [12].

Для экологов и природоохранных органов, прежде всего, представляют интерес те ТМ, которые представляют серьезную опасность с точки зрения их биологической активности и токсических свойств [13]. К ним чаще всего относят следующие 15 ТМ: Pb, Hg, Cd, Zn, Bi, Co, Ni, Cu, Sn, Sb, V, Mn, Cr, Mo и As. К этому перечню, как правило, добавляется еще ванадий, концентрация которого в нефти может достигать значительных величин.

Следует отметить, что действовавший в СССР ГОСТ 26449.1-85 [14] относил к тяжелым металлам, подлежащим контролю в соленых водах всего 4 металла: Fe, Cu, Ni и Cr. Действующий у нас в настоящее время нормативный

документ по контролю загрязнений морских вод – РД 52.10.243-92 относит к приоритетным ТМ 8 металлов: Cu, Cd, Pb, Ni, Co, Mn, Cr и Fe.

В то же время, ряд ведущих мировых специалистов в области морской экологии, таких как Дж. В. Мур и С. Рамамурти [15] относят к приоритетным ТМ-загрязнителям в природных водах такие металлы, как: Cd, Cu, As, Ni, Hg, Pb, Zn и Cr. Как видно, общее количество этих металлов, как и в случае РД 52.10.243-92, равно 8, но при этом совпадают только 5 из них: Cd, Cu, Ni, Pb и Cr.

Три элемента – ртуть, мышьяк и цинк не входят в перечень Гидромета приоритетных металлов, хотя являются сильнейшими токсикантами и в этой связи, их нельзя исключать из рассмотрения для выбора и разработки оптимальных методов и методик экологического контроля [16].

Объединением этих двух перечней приоритетных ТМ и внесением ванадия, которого, как правило, в нефти достаточно много и который, также, являясь токсичным, относится к тяжелым металлам, формируется перечень, включающий в себя 12 приоритетных для контроля в природных водах ТМ: Cd, Cu, As, Ni, V, Hg, Pb, Zn, Cr, Mn, Co, Fe.

Для выбора и обоснования приоритетного перечня ТМ в свете решения задач данной работы, рассматривался подробнее каждый из 16 наиболее часто упоминаемых в природоохранных публикациях ТМ: V, Bi, Fe, Cd, Co, Mn, Cu, Mo, As, Ni, Sn, Hq, Pb, Sb, Cr и Zn.

Анализу подвергались такие характеристики как:

- формы и состояния обнаружения в природе;
- величины концентраций нахождений в воде рек и морей;
- виды естественных и антропогенных источников поступления в природные воды;
 - степени биологической активности;
- типы механизмов вредного воздействия на водную флору и фауну;
- уровни токсического воздействия в зависимости от химического состава Ph, Eh и температуры вод;

- формы миграции в поверхностных водах и пр.

В результате анализа вышеприведённых характеристик был выбран и обоснован перечень приоритетных для контроля в акваториях шельфа ТМ, включающий в себя 9 тяжелых металлов: V, Fe, Co, Mn, Cu, Ni, Pb, Cr и Zn.

По мнению авторов, актуальный для разработки новых методик контроля и обоснованный выше перечень ТМ, необходимо дополнить еще тремя металлами — барием, титаном и алюминием, соединения которых широко применяются в различных составах буровых растворов и материалов, используемых при разведочном бурении и эксплуатации нефтяных скважин. Следует отметить, также, что Ті может быть использован и в качестве конструкционного материала для фрагментов нефтедобывающих платформ и оборудования.

Кроме того, в этот перечень следует добавить еще один металл, выявленный в составе пластовых вод — Sr. Стронций, конечно же, не относится к ТМ, так как его плотность - всего 2,54 г/см³, то есть он легче даже алюминия. Однако, поскольку пластовые воды могут содержать очень большие концентрации этого металла - до 0,5 г/см³, включение его в перечень - обусловленная необходимость.

Таким образом, с учетом вышеизложенного обоснования, в перечень приоритетных металлов, кроме обоснованных ранее ТМ, следует добавить еще четыре металла, примеси которых необходимо контролировать в акваториях шельфовых вод: AI, Ti, Sr и Ba.

Соответственно, окончательный перечень актуальных для выбора методов и разработки новых методик контроля примесей токсичных металлов-загрязнителей акваторий морского шельфа должен включать в себя следующие 13 металлов (в порядке возрастания атомного номера): Sr, Al, Ti, V, Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Ba и Pb.

Таким образом, в данной работе, авторами впервые теоретически обоснован перечень подлежащих контролю тяжёлых металлов, содержание которых определяет уровень экологической опасности нефтедобычи на морском шельфе.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Небел Б. Наука об окружающей среде: Как устроен мир. В 2-х т./ Пер. с англ.- М.: Мир, 1993. т.1. 424 с.
- 2. Основы геоэкологии: Учебник / Под ред. В.Г. Марачевского. СПб.: Изд-во С.-Петерб. Ун-та, 1994. 351 с.
- 3. Фрумин Г.Т. Экологическая химия и экологическая токсикология. СПб: 2000.- 198c.
- 4. Bowen H.J.M. Trace elements in biochemistry, 1966. 4: 241 p.
- 5. Brugman L. Trace elements Baltic Sea. J. Environ. Proc., 1980. 58.
 - 6. Раймерс Н.Ф. Природопользование. М.: 1990.- 639 с.
- 7. Моисеенко Т.И., Яковлев В.А. Антропогенные преобразования водных экосистем Кольского Севера. Л.: 1990. 219 с.
- 8. Баренбойм Г.М., Маленков А.Г. Биологически активные вещества. М. 1986.- 365 с.
- 9. Варшал Г.М., Кощеева И.В.. Велюханова Т.К. и др. Исследование состояния микроэлементов в поверхностных водах. В сб. Геохимия природных вод. Л.: 1985. с. 205-215.

- 10. Абакумова В. А., Свирская Н. Л., Иголкина Е. Д. Модификация зоопланктонных сообществ в условиях антропогенного закисления. В сб. тез. докл. VI съезда ВГБО., Мурманск, П.: 1991. 153-154.
- 11. Океан и здоровье человека // Человек и океан. МО РФ, ВМФ. – СПб, 1996. – c.267-295.
- 12. Зигель Х. Некоторые вопросы токсичности ионов металлов. М., 1993. 207 с.
- 13. Мур Дж.В., Рамамурти С. Тяжелые металлы в природных водах. М.: "Мир", 1987.- 288 с.
- 14. Н.Н. Роева, Ф.Я. Ровинский, Э.Я. Кононов / Специфические особенности поведения тяжелых металлов в различных природных средах // ЖАХ, 1996, т. 51, №4. с. 384-397.
- 15. ГОСТ 26449.1-85. Установки дистилляционные опреснительные стационарные. Методы химического анализа соленых вод. М.: Издательство стандартов, 1985. 71 с.
- 16. Неорганическая ртуть. Гигиенические критерии состояния окружающей среды. Вып 118..: Пер. с англ. Женева: ВОЗ, 1994. 144 с.

REFERENCES

- 1. B. Nebel. Environmental sciences: the way the world wags. 2volumes/ Translated from the English M.: Mir 1993 v.1. p. 424
- 2. Basic geoecology issues. Educational book. under the editorship of V.G. Marachevsky - St. Petersburg, publication of St. Petersburg University, 1994. – p. 35.
- 3. G.T. Frumin. Ecological chemistry and ecological toxicology. St. Petersburg: 2000.- p.198
- 4. Bowen H.J.M. Trace elements in biochemistry, 1966. 4: 241 p.
- 5. Brugman L. Trace elements Baltic Sea. J. Environ. Proc., 1980. 58 p.
- 6. N.F. Raimiers. Nature management. M.: 1990. p. 639.
- 7. T.B. Moiseenko, V.A. Iakovlev. Anthropogenic transformations of Kola North aquatic ecosystems. L. 1990. p. 219.
- 8. G.M. Barenboim, A.G. Malenkov. Biologically active substances. M. 1986.- p. 365
- 9. G.M. Varshal, I.V.Kosheeva, T.K. Veliuhanova et al. Study of microelement state in surface waters Collection of scientific papers: Natural water geochemistry. L: 1985. p. 205-215.

- 10. V.A. Abakumova, N.L. Svirskaua, E.D. Igolkina. zooplankton cenosis modification under the conditions of anthropogenous acidulation. From the book of abstracts of VI National Hydrobiological Society congress, Murmansk, P.: 1991. p. 153-154
- 11. Ocean and human health // Human and ocean. RF Ministry of defence, Navy, St. Petersburg, 1996. p. 267-295
- 12. X. Zigel. Some issues of metal ion toxicity. M.: 1993. p. 207
- 13. J.V. Moore, S. Ramamurti. Heavy metals in natural waters M.: Mir, 1987.- p. 288.
- 14. N.N. Roeva, F. Rovinsky, A. Kononov. Specific features of heavy metals behavior in different natural environments // JAH, 1996, v. 51, №4. p. 384-397.
- 15. GOST 26449.1-85 Stationary distillation units. Salty water chemical analysis. Procedures. M/: Standard publishers, 1985. p. 71
- 16. Nonorganic mercury. State of environment: hygienic criterion. Number or issue 118, translated from the English Geneva, WHO, 1994. 144 p.

VΔK 622.1:55

«Пермско-триасовое побоише» и нефтерождение - как результат агрессии морских вод

В.И. Иванников – доктор техн. наук (ЗАО «Инжиниринговая компания «РУС-ИННО» Технологии и Инновации»)

«Пермско-триасовое побоище», как его называют палеонтологи и биологи, имело место на Земле в интервале между пермским и триасовым периодами геологической истории. По грандиозности и масштабности событий, а также изменений растительного и животного мира на планете, оно может считаться беспрецедентным (рис. 1) [1]. Достаточно упомянуть, что 248 млн. лет назад во время пермской катастрофы погибло до 95% морской фауны. Главное следствие из этих событий - вынужденный выход животных из океана на сушу и последующее их приспособление к жизни и эволюции в новой среде имеет поворотное значение в судьбе органического мира.

Есть много версий, указывающих на причины этого переходного процесса. Автор предлагает свою версию, исходя из общего представления о внутренних

плутонических явлениях, сводная концепция которых готовится к публикации в виде монографии.

Волна тепла, пришедшая из недр вместе с притоком водорода, вызвала разогрев астеносферы (подкорового слоя мантии). Плавление горных пород астеносферного слоя привело к накоплению в нём жидкой фазы (расплава) и газовой фазы сверхвысокого давления. Структура подплавленного астеносферного слоя (ПАС) показана на рис. 2.

В результате глобального напряженного состояния коры (её океанической части) по образному выражению В.В. Белоусова «покрышка земного шара» затрещала. Началось раскрытие регматической системы рифтов и разломов, сопровождающееся проникновением вод мирового океана в ПАС.

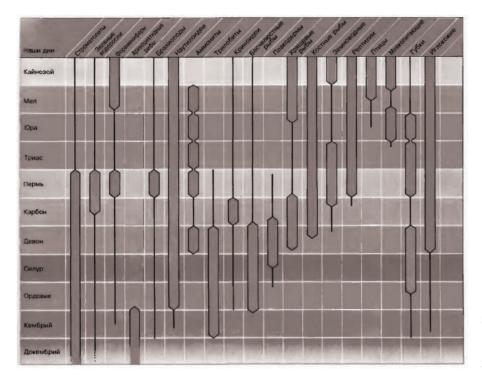


Рис. 1. Диаграмма эволюции животного мира.

Поступление воды (окислителя) резко усилило разогрев ПАС, вызвало подводный вулканизм и вынос легко растворимых химических компонентов (Na+, Ka+) в виде солей. Высадка солей в форме штоковых и пластовых образований свидетельствует о

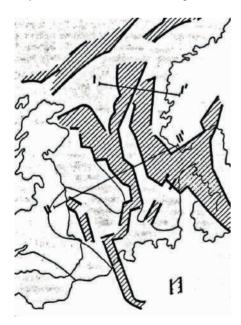


Рис. З. Система рифтовых прогибов (заштрихованы) Северного моря, в пределах которых расположена большая часть месторождений нефти и газа

I-I' и II-II' — линии геологических разрезов.

перенасыщении морских вод. Так, например, рифтообразование в Северном море породило отложения соленосных толщ верхней перми мощностью более 1 км, содержащих морские известняки и битуминозные глины. Процесс образования рифтов сопровождался обширной трансгрессией.

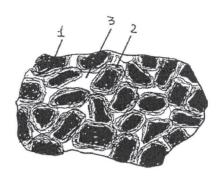


Рис. 2. Фрагмент расплава ПАС.

- 1 твердые минеральные частицы;
- 2 жидкая фаза;
- 3 газовая фаза (газовая плазма).

Массовое извержение рассолов и засоление океанической воды, на наш взгляд, послужили основной причиной гибели мелкой биоты и выхода живности на сушу. Другие факторы, в неблагоприятном сочетании, способствовали так называемому «побоищу», которое явилось началом нефтеобразования за счёт скопления консервации отмершей микро органики в толщах материнских свит. В этой связи обратимся, в частности, к ситуации в Северном море, в общих чертах изложенной Б.А. Соколовым [6]. На рис. 3 показана система рифтовых прогибов Северного моря. На рис. 4 представлены геологические разрезы через рифтовые прогибы. На рис. 5

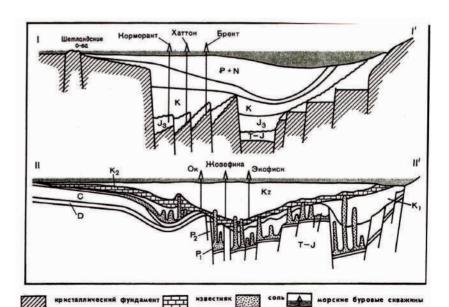


Рис. 4. Геологические разрезы через рифтовые прогибы, показанные на рис. 3 Буквами обозначены геологические эры и периоды.

- K_Z кайнозойская; D девонский; C каменноугольный;
- Р пермский; Т триасовый; Ј юрский; К меловой;
- ₽ палеогеновый; N неогеновый.

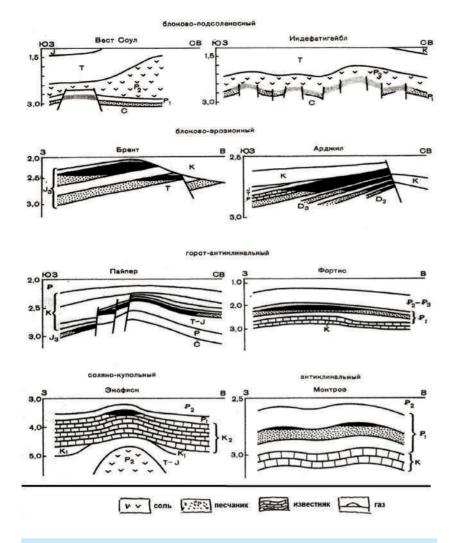


Рис. 5. Основные типы нефтяных и газовых залежей Северного моря.

показаны основные типы нефтяных и газовых залежей Северного моря.

На рис. 3, 4, 5 наглядно продемонстрирована роль рифтогенеза в процессе образования нефти и газа, а также подтверждена справедливость основных положений органической теории образования нефти и газового механизма нефтесбора в накопительные структуры.

Волны тепла из недр приходили и раньше и позже пермско-триасового «побоища» и каждый раз они вызывали катастрофические для обитателей Земли последствия. Именно потому, что они имеют периодический характер, можно говорить о тепловых волнах. Их большая периодичность (порядка 100 млн. лет и более) очевидно связана с кондуктивным выносом тепла от поверхности ядра планеты до подошвы литосферы.

Положительная корреляция периодического разогрева астеносферы с другими явно установленными фактами деформаций земной коры имеется и отражена во многих монографиях и публикациях на тему тектоники.

Соленость вод Мирового океана. Откуда она взялась изначально? По существу морская вода - это раствор NaCl с примесями других солей (см. табл. 1).

Засоление Мирового океана в результате растворения горных пород земной коры невозможно и тогда остаются эндогенные рассолы NaCl. Они и только они способны были насытить мировой океан и моря ионами Na⁺ и Cl⁻,

как наиболее реакционными и легко растворимыми элементами в составе пород верхней мантии. Последняя, под названием астеносферы, представляет собой полурасплав минеральной массы (см. рис. 2), в которой при попадании поверхностных вод происходят обменные реакции. При этом щелочные элементы выносятся обратно в океан вместе с водой.

Современный галогенез, обнаруженный на дне глубоководных впадин центрального грабена Красного моря, ставит под сомнение лагунную теорию осадконакопления солей путем их выпаривания [5]. Одно из курьезных объяснений приводится в качестве обоснования формирования 2 км залежам соли на дне западной части Средиземного моря за счёт выпаривания морской воды. Предполагается, что Гибралтарские ворота 8 или 10 раз опускались и поднимались, чтобы наполнить эту чашу морской водой, а потом её выпарить.

Соленакопление на таких территориях, как пермский бассейн Прикаспийской впадины площадью 300000 км², кембрийский бассейн Сибирской платформы площадью 100000 км², Присевероморский бассейн площадью 600000 км² невозможно объяснить лишь испарением морских вод. Так для осаждения солей из морской воды в пределах Прикаспийской впадины необходимо было испариться за короткое время 1/20 части вод Мирового океана.

Выходящие из ПАС соли, их растворение, определяют химический состав океанских и морских вод. Различия в ионном составе морской и океанической воды и подземных минерализованных вод заключаются, с нашей точки зрения, в том, что первые неоднократно прошли через ПАС и поэтому обогатились Mg. Процесс полной смены вод в гидросфере, по расчетам А.В. Лапо [7], происходит за 2800 лет.

Можно предположить, что земная вода изначально появилась (в морях и океане) от бомбардировки ранней Земли кометами, пока Солнце не отселило эти «грязные снежки» на периферию в пояс Койпера (на 6-7 млрд. км от Солнца).

Таблица 1. Состав океанской воды.

Катионы	Доля массы, %	Анионы	Доля массы, %
Na ⁺ Mg ⁺⁺ Ca ⁺⁺ K ⁺ Sr	30,60 3,68 1,17 1,13 0,02	CI ⁻ SO ₄ ⁻ Br HCO ₃ ⁻ H ₃ BO ₃	55,02 7,71 0,19 0,41 0,07
Сумма	36,6	Сумма	63,4

Осадочное происхождение соляных образований не отменяется как таковое [5], но оно возможно главным образом не путем выпаривания морской воды в полуизолированных водоемах в условиях аридного климата, а путем выпадения в осадок при пересыщении морской воды эндогенными рассолами.

Теория выпаривания мелководных морей пришла к геологам от химиков и была разработана прежде других Г. Бишофом и К. Оксениусом еще в 1851-1876 г.г. и бытует до сих пор.

В работе [11] авторы убедительно доказывают на примерах генезиса соляных куполов эндогенную природу

выхода солей. Мы, в свою очередь, развивая эти представления, видим их в более широком контексте событий истории Земли.

Вынос солей в периоды активизации тектоно-магматической деятельности и, в частности, на рубеже пермо-триаса, имел характер пиковых излияний соляных рассолов. Они приводили к перенасыщению раствора морских вод и выпадению осадков, что привело к формированию толщи соляных пород мощностью от 1 до 3 км.

Но перенасыщение вод морей и океанов солями имело и другие последствия, а именно осмотическую массовую гибель живых организмов и переселение их на сушу.

С течением времени солевой баланс восстанавливался и соленость океанических вод оставалась на пределе растворения. Другими словами, константу солености Мирового океана (по выражению В.И. Вернадского) поддерживает предел растворимости NaCl с учетом местных РТ-условий. Иные факторы, влияющие на опреснение или засоление поверхностных вод, здесь опущены. Они учтены в других фундаментальных работах на эту тему.

Об этом пишет и академик А.Л. Яншин: «Сейчас можно считать доказанным, что в докембрии, не только раннем, но и позднем, Мировой океан имел воду с совсем другим составом солей, чем в современную эпоху. За фанерозойское время, т.е. за последние 570 млн. лет, общая величина солености и состав растворенных солей также, повидимому, подвергались существенным изменениям. Об этом говорят следующие факты.

Подсчеты масс солей, отложившихся в разные геологические периоды, и сравнение их с массой солей, растворенных сейчас в водах Мирового океана;

- изменение состава поровых вод морских глин разного возраста;
- практическое отсутствие сульфатных калийных солей в соленосных отложениях древнее карбона и обильное их появление в соленосных толщах пермского возраста;
- вымирание многих таксонов морской стеногалинной фауны, т.е. водных организмов, которые могут существовать лишь при небольших изменениях солености воды, на тех

стратиграфических уровнях, для которых другими методами устанавливается опреснение вод Мирового океана.»

Соляной гидровулканизм осуществляется через каналы на перекрестьях глубинных разломов земной коры и вторичных её дислокаций. И.Ф. Парк и Р.А. Мак-Дормид (1964 г.) приводят ряд описаний трубовидных тел, вытянутых в субвертикальном направлении. На рис. 6, 7, 8 из [12] показаны геологические разрезы соляных труб в Кулябском районе Таджикистана. Они достаточно типичны для соляного диапиризма. Корни этих соляных труб находятся глубоко. По профилю они напоминают алмазные трубки взрыва: трубчатое тело, в верхней части которого расположено расширение.

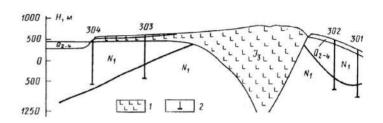


Рис. Б. Геологический профиль через соляное тело Ходжа-Мумын (по Н.А. Кузнецову, В.Г. Курбаналиеву): 1 - каменная соль; 2 - скважины.

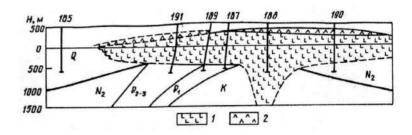


Рис. 7. Геологический профиль через соляное тело Саят (по А.П. Молчанову и В.Г. Курбаналиеву) 1 – каменная соль; 2 – гипсы и ангидриды (кепрок).

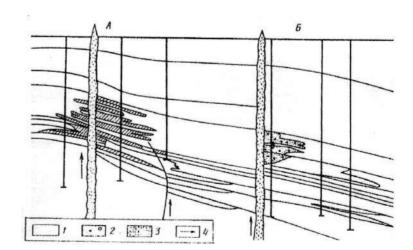


Рис. 8. Геологический профиль через ископаемый газонефтяной вулкан Вых (A) и погребенный газонефтяной вулкан Песчаный-море (Б) и связанные с ними нефтегазовый залежи (по В.А. Гарину и З.А. Буниат-заде):
1 – нефть; 2 – газ; 3 – канал вулкана; 4 – направление миграции.

П.П. Иванчук [12] на наш взгляд, неверно относит трубчатые формации, в том числе и соляные штоки, к инъекциям жидкости из «линз гидравлического нагнетания», ограничивая залегание последних осадочной толщей пород.

Гидровулканизм, явные случаи которого подробно описаны в работе [12], может проявляться и как вторичное явление. Первичными являются гидротермальные растворы, происходящие из астеносферы и восходящие в осадочную толщу пород земной коры, где они могут образовывать подземные линзы и в последующем выбрасывать на поверхность либо соли, либо глины и пески, либо иную брекчированную породу (рис. 9).

0 динозаврах

Жизнь началась в воде. При возрасте Земли около 4,5-4,6 млрд. лет древнейшие осадочные породы, которым 3,86 млрд. лет, уже несут в себе следы жизни.

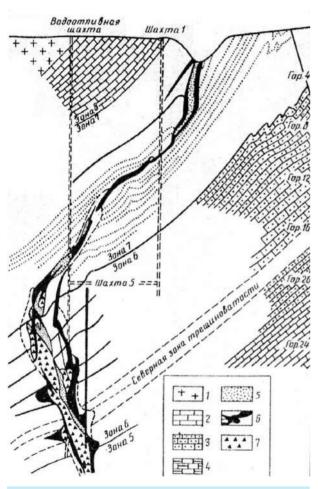


Рис. 9. Геологический разрез брекчиевой трубы месторождения Цумеб:

- 1 полевошпатовые кварциты, граувакки, аспидные сланцы (серия Мульден);
- 2 переслаивающиеся светло-серые доломиты, кремни и горизонты с оолитам (верхний отдел свиты Цумеб);
- 3 переслаивающиеся светло-серые доломиты, кремни (верхний отдел свиты Цумеб);
- 4 массивные светло-серые доломиты (нижний отдел свиты Llyмеб);
- 5 полевошпатовые кварциты;
- 6 массивные руды;
- **7** брекчии.

В среднетриасовую эпоху (около 230 млн. лет назад) первые пресмыкающиеся вышли из воды из-за резкого засоления океанов и морей и стали осваивать сушу, приспосабливаясь к новым условиям жизни. Именно поэтому они напоминают нам современных крокодилов, игуан, черепах (их далеких потомков). Всех любопытствующих больше всего занимает история динозавров, а именно, причина их гибели и исчезновения. И никто не задается вопросом: когда, как и почему эти пресмыкающиеся появились на суше.

Палеонтология описала 800 родов и 1000 видов динозавров. В триасе динозавры застали цинодонтов, текодонтов и последних парарептилий — проколофонов. Расцвет динозаврии наступил в юрском периоде. Представители зауроподов достигали гигантских размеров и весили до 80 т (больше, чем синий кит). По конфигурации диплодоков (длина более 25 м, вес ~20 тонн) можно предположить, что они передвигались в мелководных водоемах и на суше.

Заселение суши началось с пресмыкающихся, способных выбраться из воды на своих ногах. Затем освоившись, они стали размножаться и видоизменяться. Растительной пищи на континентах того времени было более чем достаточно. Это и способствовало гигантизму ящеров.

Мезозой был эпохой рептилий. Свое яйцевое деторождение они принесли на сушу из воды. Похолодание и сокращение пищевых ресурсов, а также пресной воды привело этих гигантов почти к полному вымиранию. Таким образом, засоление поверхностных вод покончило с эрой динозавров и положило начало пресноводной фауне и флоре на континентах.

Придирчивый читатель напомнит о кембрийском солеродном периоде. Да, он был, но окончательное засоление наземных водоемов все-таки имело место в перми-триасе, о чем свидетельствует массовая гибель морской биоты.

Из всех регионов солепроявления наиболее изученными в связи с разведкой на нефть и газ являются Прикаспийская впадина и Мексиканский залив. Это уникальные бассейны инъекционной разгрузки соляного диапиризма. Схожесть диспозиции их структурного плана лишний раз подчеркивает единство общего механизма круговорота воды в литосфере и выноса солей из недр.

Возьмем для примера регион Каспия, который включает Каспийское море (как граница депрессии), реку Волгу (магистральный разлом коры) со стоком 240 км³/год пресной воды, реку Урал, сеть дислокаций фундамента северной части Прикаспия (заполненных в узловых точках соляными телами), грязевый вулканизм на периферии.

Если бы чаша Каспия имела бы непроницаемое ложе дна, то уровень этого замкнутого моря постоянно повышался. Во-первых, за счет речного стока воды, вовторых, за счет отложений осадочного сноса (мощность осадочной толщи здесь достигает 25-30 км). На самом деле он остается более или менее постоянным с некоторыми колебаниями. Прикаспийская низменность имеет свыше 2 тысяч соляных куполов (почти половина из известных в мире) (рис. 10).

Подстилающая коровый фундамент Каспия «горячая» астенолинза постепенно остывает и дегазируется, в связи с чем дно опускается, начиная с мезозоя. Характерно, что «гранитный слой» под Каспийской впадиной отсутствует. Остыванию астенолинзы способствует проникающая в её кровлю вода р. Волга. Эта вода пресная. Попадая в разуплотненную минеральную структуру ПАС, вследствие обменных реакций, она насыщается легкорастворимыми

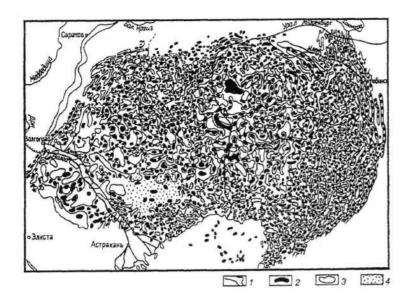


Рис. 10. Прикаспийская впадина. Схема размещения строения соляных структур (по Л.Ф. Волчегурскому и др., 1990).

- 1 соляные гряды и массивы;
- 2 соляные штоки;
- 3 межгрядовые и межкупольные зоны;
- 4 массив рын-песков, недостаточно изученный геолого-геофизическими методами.

солями (NaCl) и выносится обратно через систему дислокаций (на их перекрестьях и узловых точках) в виде гидротермальных рассолов, образуя соляные штоки и купола.

Пресные воды в PVT-условиях астенолинзы постепенно растворяют гранитный магматический полурасплав, забирая из него щелочные элементы, поэтому он и не обнаруживается по геофизическим данным.

В Мексиканском заливе аналогичная картина.

Помимо того, что эти два бассейна являются сосредоточиями соляных куполов, они же содержат уникальные по запасам залежи нефти и газа.

Безусловно, заявленное выше требует доказательств, изложение которых ограничено рамками статьи, поэтому автор намерен детально их предложить в последующих публикациях.

В соответствии с теорией органического происхождения нефти углеводороды образуются в осадочной толще. Вместе с тем газовые компоненты (CO₂, CH₄, H₂S и др.) в основной своей массе поступают в осадочную толщу из фундамента, как отходы дегазации астенолинзы. Вынос этих отходов совокупно с солевыми компонентами через разломы и дислокации в виде «свищей» типа грязевых вулканов породил многочисленные газонефтяные скопления, которые установлены бурением и эксплуатируются в Прикаспии и Мексиканском заливе.

Затруднения в объяснении присутствия тугоплавких минералов (кварц, флюорит, целестин и др.) в кепроках соляных штоков, а также гнезд, прожилков, жил и вкраплений свыше 200 гипогенных минералов, находят свое разрешение в том, что соляной рассол является несущей средой по каналам

вулканического типа из подплавленного астеносферного слоя (ПАС). А ПАС - это полурасплав минеральной массы. Поэтому рассолы, включающие ряд инородных минералов, лишний раз подтверждают свое эндогенное происхождение.

Определенную загадку для геологов представляют образования в виде шапки кепроков на головах соляных штоков, содержащие ангидриты (СаСО₄), кальциты $(CaCO_3)$, магнезиты $(MgCO_3)$, доломиты [Ca, Mg, $(CO_3)_2$] - нерастворимые соли, выделяющиеся из рассола NaCl. Механизмом их сепарации и всплывания в предельно рассоле NaCl послужила насыщенном флотация газовой фазой в процессе подъема жидкой соли. Именно ПАС содержит огромное количество газов, таких как H_2 , CO_2 , CH_4 , H₂S и др., которые наполняют восходящий из недр соляной поток в перекрестьях разломов и дислокаций. Кстати, первая в мире нефтегазовая скважина была пробурена на месторождении Витце (Германия) в кепрок соляного купола и добыча нефти фонтанным способом велась там с 1859 года. Кроме всего прочего, калийные, особенно карналлитовые породы характеризуются повышенной газоносностью. Иногда из трещин и пустот газы вырываются наружу с огромной силой, увлекая за собой раздробленную соль.

Газовая флотация не только формирует шапки соляных штоков и куполов, но и образует нефтяные и газовые залежи в пористых и проницаемых пластах, протыкаемых соляными диапирами. Сами же соли, после их остывания и кристаллизации, являются идеальными флюидоупорами и покрышками нефтегазовых скоплений.

В геологии работает все тот же закон перехода количества в качество. Период медленного накопления плутонической энергии в подкоровых слоях мантии завершается катастрофическими последствиями в виде разрывов литосферы и излияниями на поверхность. Соли занимают здесь первое место по объёмам этих излияний. Они в пиковом значении происходили в кембрии, девоне, перми, юре и неогене.

На карте, приведенной в публикации [5] академика А.Л. Яншина (рис. 11), мы видим территории распространения соляных излияний в указанные эпохи.

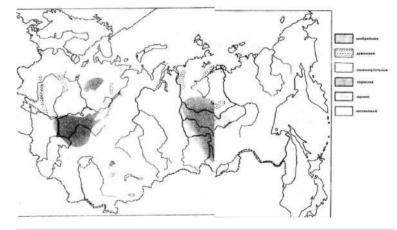


Рис. 1). Карта-схема распространения соленосных отложений различного возраста на территории СССР.

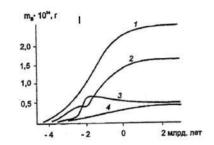
И хотя автор им дает название солеродных бассейнов, обосновывая тем самым самосадочный процесс их образования, мы считаем эти соли эндогенными продуктами.

О масштабах солеизлияний можно судить на примерах регионов СССР. Кембрийские залежи солей занимают почти всю территорию Сибирской платформы от Енисейского кряжа на западе до правобережья Лены на востоке. С юга они ограничены хребтом Восточного Саяна, а на север простираются до Норильска. Толщи солей здесь достигают 3 км, их площадь приближается к 2 млн. км², а масса соли составляет не менее 5,85 · 106 км².

Пермские солеизлияния по площади мало уступают кембрийским. Они тянутся вдоль всего западного подножья Урала и расширяются в пределах Западного Казахстана и нижнего Поволжья. Кроме того, пермские соли распространены в Днепрово-Донецкой впадине и на юге Казахстана.

Характерно, что территории, охватываемые соляными толщами, в фундаментной части разреза привязаны к глубинным разломам земной коры, контролируемым руслами рек и их притоков (р. Волга, р. Урал, притоки р. Енисея и р. Лены).

Никто не может утверждать и доказать, что при дегазации Земли вынос воды из недр и наполнение океанов происходило сразу соленой водой нынешнего состава. Изменение массы воды в гидросфере и земной коре (по О.Г. Сорохтину, 1974) приведено на рис. 12.



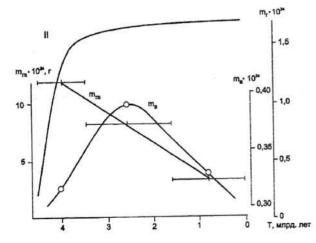


Рис. 12. **I** - Изменение массы воды в гидросфере и земной коре (по О.Г. Сорохтину, 1974).

1 — суммарная масса;

2 – гидросфера;

3-4 — вода, связанная в породах (3 — океанической коры; 4 — континентальной коры)

II — Соотношения массы горных пород ($m_{\Gamma\Pi}$), воды, захороненной в них (m_B) и гидросферы (m_{Γ}) по А.В. Сидоренко, О.М. Розену, В.А. Тенякову (1978).

На графике трансгрессий и регрессий Мирового океана (рис. 13 из [3]) интересно видеть, что выбросы солей приурочены к резким изменениям выноса воды из недр в связи с фазами тектоно-магматической активизации. Так, например, в кембрии и перми идет сначала наполнение водой океанов (наступление океана на сушу), а за ним регрессия и засоление океанических вод.

Сокращение объёмов океанических и морских вод, испарительный процесс способствуют усилению солености поверхностных водоемов.

Регрессия говорит о том, что воды уходят в недра, а обратно возвращаются рассолы. Это логично, когда растут горы. Орогенез связывает часть воды в серпентиниты и амфиболиты. При этом за счет обменных реакций в ПАС образуются соли, которые с водой выносятся по разломам и дислокациям на поверхность.

Как уже отмечалось, в настоящее время воды Мирового океана занимают гигантский объем - $1370 \cdot 10^6$ км³. Но самое загадочное состоит в том, что весь объём морских вод помещается в понижениях глобального рельефа, подстилаемых земной корой океанического типа. Вода заполняет структурные чаши океанов, но не переливается через края материков. «Как-будто структурные океанические котловины специально создавались такой емкости, чтобы вместить современный объем океанических вод. Ни больше, ни меньше», пишет А.В. Ильин [9].

Периодические трансгрессии и регрессии океана в геологической истории Земли (рис. 14) изменяли высоту стояния континентов по отношению уровня океана не более чем на 60 м. В глобальном масштабе эти колебания можно считать незначительными.

Основная масса гидросферы, вероятно, сформировалась к началу палеозоя - около 600 млн. лет назад [2]. По подсчетам Г. Хесса ежегодно из верхней мантии высвобождается $0.4 \cdot 10^9$ м³ воды. Объём ежегодной генерации морских вод по Артуру Холмсу составляет $14 \, \text{км}^3$.

Можно согласиться с В.В. Орленком [4] в том, что в период криптозоя биосфера отсутствовала на Земле изза отсутствия воды. И только в архее с её появлением началось зарождение примитивных форм жизни (бактерии, сине-зеленые водоросли).

Если, с помощью пробуренных многочисленных скважин на суше мы можем судить о массах вынесенных солей, то в океане их вынос через вулканизм и иные излияния поддаются лишь косвенной оценке по содержанию солей в морской воде. Абсолютно ясно, что перенасыщение морских вод приведет (как в Красном море) к высадке избытка солей на дно. Этот процесс мы наблюдаем. Во многих регионах планеты и в настоящее время идет формирование соляных куполов, а по разломам коры на поверхность изливаются рассолы, образуя над ними моря и озера (Аральское, Большое соленое, Магапди, Натрон, Мертвое, Серлс, Индер, Баскунчак, Эльтон, Убсу-Нур и другие).

При всем уважении к нашему гениальному провидцу в естествознании В.И. Вернадскому солевой градус воды в океанах нельзя признать константой, как он полагал. Засоление вод океанов шло постепенно (см. рис. 15 из [9] и мы бы добавили импульсно в эпохи горообразовательных процессов развития литосферы.

Можно без преувеличения сказать, что одним из самых грандиозных эндогенных выделений на планете является вынос солей, главным образом NaCl. И с этим

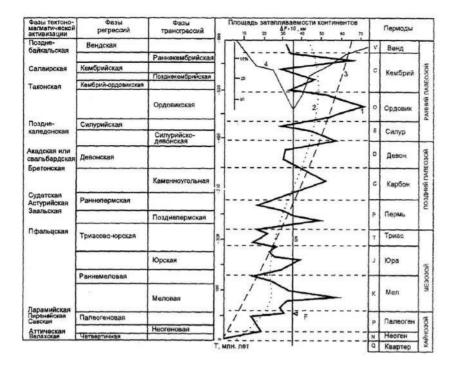


Рис. 13. Изменения площади покрытости морями современных континентов (1), осреднение (2), теоретический расчёт (3), частота повторяемости (4) и средняя площадь покрытости (5) при трансгрессиях и регрессиях океана в сопоставлении с геологическими периодами и развитием тектоно-магматической активности.

могут в последующем перекрываться осадками, а во втором - формируются соляные штоки и купола, как показано на рис. 16.

Современная разгрузка рассольно-соляных внедрений в различных фациальных обстановках представлена на рис. 17.

Пластовые залежи солей, именно пермских, девонских последующих периодов обеспечили хорошую сохранность нефтегазовых и газовых скоплений в ловушках антиклинальных структур. Соляные покрышки являются идеальными изоляторами для коллекторов, содержащих углеводороды Можно практически не сомневаться в наличии УВ и аномально высоких пластовых давлений (АВПД) при скважинами подобных вскрытии месторождений. Штоковые прорывы солей сквозь многопластовые толщи осадков (соляные диапиры) во многих случаях образуют вокруг себя оторочки нефтегазовых скоплений и являются для них флюидоупорами.

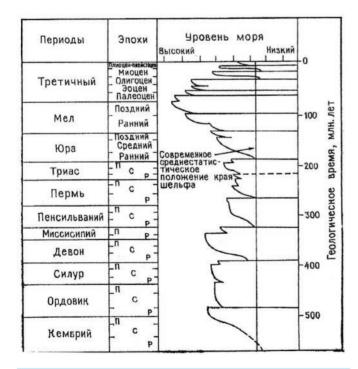


Рис. 14. Глобальные супершиклы изменения уровня моря по П.Р. Вейлу и Р.М. Мичелу.

связаны многие поворотные события в истории развития жизни на Земле.

В большинстве случаев мы имеем два типа солеизлияний: трещинный (аналогичный трапповым формациям) и вулканический (типа грязевых вулканов). В первом случае образуются соляные пласты, которые

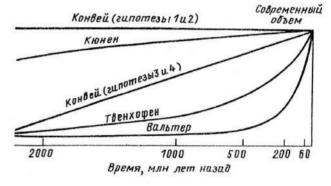


Рис. 15. Изменение объёма океанической воды в течение геологической истории (по Б. Мейсону).

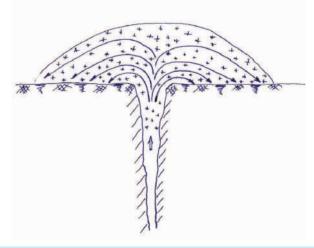


Рис. 16. Вытекание рассолов из разломов коры и формирование соляно-купольных структур.

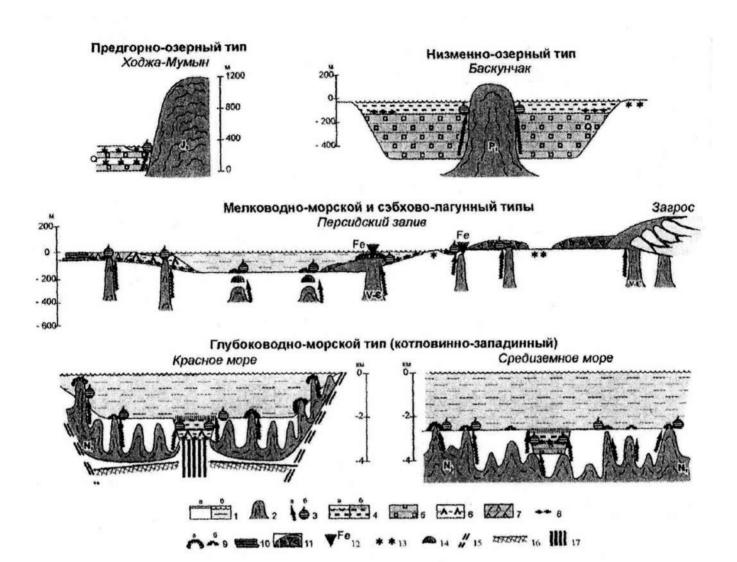


Рис. 17. Современная активная разгрузка рассольно-соляных масс в разных фациальных обстановках и сопряжённое накопление галофильных парагенезов (Беленицкая, 2008).

- 1 поверхность Земли (а) и акватории (б); 2 соляные диапиры;
- 3 восходящие потоки углеводородно-рассольных флюидов (а); и очаги их разгрузки (б);
- 4 высококонцентрированные рассолы, заполняющие открытые водоёмы (а) и подводные придонные котловины (б);
- 5-14 современные образования, сопряжённые с активной разгрузкой углеводородно-рассольно-соляных масс:
- 5 галитовые, 6 сульфатно-кальшиевые (гипсовые, ангидритовые), 7 сульфатно-доломитовые,
- 8 углеводородистые комплексы, 9 наддиапировыерифогенные (a) и придонные биогермные (б),
- 10 прибрежные строматолитовые, 11 остаточные микститовые, 12 железорудные, 13 красноцветные,
- 14 наддиапировые нефтегазовые залежи; 15 тектонические нарушения;
- 16, 17 кора: 16 континентальная, 17 океаническая.

Формирование состава вод гидросферы

Известно, что в современном Мировом океане содержание солей составляет в среднем 35 г в 1 кг воды. В их составе доминируют хлориды натрия, в меньшей степени сульфаты, и он коренным образом отличается от состава речных вод (табл. 2).

Общее количество солей, содержащихся в водах современного океана, достигает колоссальной величины. При этом сохраняется баланс между поступлением и расходом солей. Отклонения от него столь незначительны, что не могут повлиять на общий солевой состав морской воды. Например, годовой сток растворенных веществ, поступающих

с материковыми водами, составляет всего 3,2 млрд.т. Если бы все соли океана выпали в осадок, образовался бы слой толщиной не менее 30 м.

На происхождение Мирового океана, его вод и их состава в настоящее время существуют две противоположные точки зрения. Наиболее принятой является концепция, детально разработанная

Таблица 2. Содержание солей в морской и речной воде (% от всей массы солей).

Основные соли	Морская вода	Речная вода
Хлориды	88,7	5
Сульфаты	10,8	10
Карбонаты	0,3	60
Соединения азота, фосфора, кремния и органического вещества	0,2	25

акад. А.П. Виноградовым (1967 г.), согласно которой водное тело океана – древнее, оно формировалось одновременно с формированием земной коры, океан изначально был соленым.

Согласно другой точки зрения - Мировой океан является относительно молодым образованием (возраст – мезозой). Первоначально он был пресным, и его засоление произошло главным образом от стока материковых вод и выноса растворенных веществ с суши.

По известным расчетам В.М. Гольдшмидта на 1 кг морской воды приходится 0,6 кг разрушенных горных пород. При этом из них извлекается и переводится в океан 66% содержащегося натрия, 10% магния, 4% стронция, 2,5% калия, 1,9% лития и т. д. Вместе с тем количество основных анионов в океана во много раз выше, воде чем могло бы поступить вследствие извлечения из горных пород. Прежде всего, это относится к хлору и брому, которых в современной морской воде соответственно в 200 и 50 раз больше, чем в 0,6 кг горных пород. Такое несоответствие привело А.П. Виноградова к однозначному выводу, что анионная часть солей океана возникла из продуктов дегазации вулканов, а катионная – из-за разрушения и растворения горных пород. Этот вывод нам представляется спорным.

Наиболее достоверной информацией о солености ранних вод Мирового океана является одна из своеобразных разновидностей гидросферы — подземные льды северных регионов суши. Они, как правило, имеют очень низкую соленость: десятки, первые сотни мг на 1 кг раствора.

Из фундаментальной идеи В.И. Вернадского (1942 г.) о геологической вечности области охлаждения Земли, охватывающей биосферу, следует, что геологически вечной является и криосфера.

Учитывая реальобъёмы солей, залегающих в твер-ДОМ состоянии на континентах. И Tex. которые растворены водах океана. можно утверждать их эндогенное происхождение. Получить такое количество NaCl

путем дробления и растворения минерального состава эродированных горных пород почти невероятно. Конечно, можно рассуждать относительно кислотности первичного океана, мельницы природных процессов и их длительности, но представить наработку такой массы соли просто невозможно, как и её выпаривание.

Что же собственно касается засоления океанов и морей, то просматриваются периодические залповые выбросы рассолов, связанные с активизацией вулканической деятельности и разломной тектоники. Примером могут служить рассолы высокоминерализованные на дне современного океана. В частности, они обнаружены при бурении скважин в подводном некоторых впадинах осевого рифта Красного моря [2].

Согласно Ю.П. Казанскому [13] солевой состав воды океана. соотношение включая между анионами и катионами, приобрел современный характер в пермском периоде около 250 млн. лет назад. Такой вывод был сделан по данным жидких и газовых включений в остаткам организмов, минералах. возрастному распределению различтипов осадочных содержащих захороненную морскую воду, а также косвенным данным - источники морского осадочного материала, эксперименты по синтезу минералов, физико-химические термодинамические расчеты. более позднее время установления современного соотношения катионно-анионного состава океана определяет А.Б. Ронов конец палеозоя - начало мезозоя [14].

Один из виднейших палеозоологов Л.А. Зенкевич утверждает, что солености понижение океанских вод всего на 10% привело бы к экологической катастрофе многих видов организмов. Отсюда делается вывод, что в течение фанерозоя соленость не могла меняться более чем на 1-3%, а также об отсутствии резких изменений объема водной массы океана. Тем не менее, пермское соленакопление содержит количество соли, эквивалентное 10% всех солей современного Мирового океана.

Состав подземных вод суши в породах палеозойского и мезозойского возраста нередко коренным образом отличается от состава современных морских вод, а они наследие древних водоемов и отражают состав их вод [8].

Косвенным признаком суждения о солености Мирового океана в прошлые эпохи могут быть великие оледенения в истории Земли. Их масштабность и толщина ледяного покрова, установленные по геологическим данным, позволяют говорить, что в далеком прошлом воды океана были преснее.

На рис. 18 из [3] мы видим четкое совпадение периодов орогенических движений земной коры и ледниковых периодов. О чем это свидетельствует? Прежде всего, о понижении уровня океанических вод и снижении солнечной радиации. Рост горных цепей на месте геосинклиналей, связанный с серпентизацией пород в ПАС, поглощает огромные объёмы воды.

В эпохи глобальных регрессий уровень Мирового океана (абсолютный или относительный) понижался на 400-600 м и более (Афанасьев Б.Л. и др., 1988 г.). При этом существенно увеличивалась площадь суши (рис. 19), а, следовательно, увеличивалось альбедо земной поверхности. Известно, что сейчас оно для планеты в целом составляет порядка 0,3-0,4 (0,33 по М.И. Будыко), в то время как для океана равно всего 0,05, т.е. именно он является аккумулятором поступающего солнечного тепла. Сокращение его площади уменьшает величину его теплоемкости. Помимо увеличения альбедо в этапы активного тектогенезиса И горообразования возрастала теплоотдача вследствие увеличения высоты суши, особенно горных системах. Именно направленным понижением уровня океана, увеличением площади и высоты суши в кайнозое коррелируется позднекайнозойская криогенная эпоха.

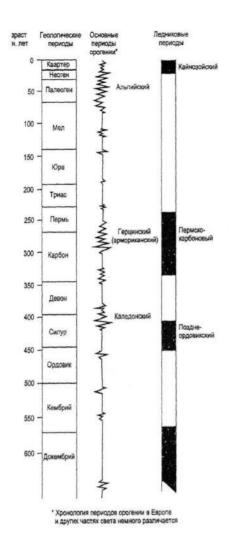


Рис. 18. Соотношение периодов активного горообразования и криогенных (ледниковых) периодов за последние 600 млн. лет (из работы «Зимы нашей планеты», 1982).

Фазам максимального проявления трансгрессий соответствует общая гумидизация климата, накопление морских глинистых, карбонатных и кремнистых осадков. В регрессивные фазы происходила аридизация климата континентов и получал развитие процесс солеотложения - соли, железистые и магниевые карбонаты (сидериты, доломиты).

Ледниковые покровы большой мощности (2-3 км) могут быть только на суше, океан не может промерзать. А соленость океанических вод имеет обратную зависимость от толщины льдов. Поэтому криогенные эпохи великих оледенений суши имели место в геологические периоды, когда вода океанов была малосоленой.

Льды - это в основном замерзшая пресная вода, т.е. та лёгкая вода, которая изымается из океана путем испарения и выпадает в виде снега в северных широтах. Северный ледовитый океан — пример океана, покрытого ледяной коркой пресной воды. Общая площадь морских льдов в обоих полушариях составляет 26 млн. км² (7% площади океанов). Объём льда всех современных ледников Земли составляет 30 млн. км³, что эквивалентно 27 млн. км³ воды, при этом на долю Антарктиды приходится 88,9%, а Гренландии - 9,2%.

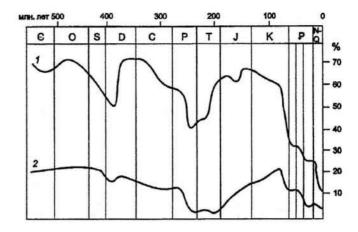


Рис. 19. Колебания плошадей, занятых морскими осадками в пределах современных континентов (в процентах от всей плошади) по А.Б. Ронову (1980). 1 – геосинклинали; 2 – платформы.

Бурение скважины 5Г на станции Восток (Восточная Антарктида) показало, что под слоем льда на глубине 3769,3 м ствол достиг поверхности реликтового подледникового озера пресной воды [15].

В периоды потеплений и трансгрессий солёность океанской воды становилась существенно меньше. В периоды похолоданий и регрессии океана его воды становились более солеными, т.к. пресная вода из океана изымалась путем испарения в ледники.

Изменения соленасыщенности морских и океанических вод, безусловно, отражалось на фауне и флоре Мирового океана и континентальных морей.

- В заключение можно сформулировать следующие основные выводы.
- 1. Периодические приходы волн повышенного тепла и водородных испарений от работы составного гидридно- железного ядра Земли вызывали разогрев астеносферы (верхней кромки мантии) и активизацию тектоно-магматических процессов.
- 2. Одним из проявлений такой активизации был гидровулканизм, сопровождаемый выносом рассолов солей через разломы земной коры.
- 3. Солеизлияния на суше и в океане имели характер залповых выбросов и приводили к засолению поверхностных вод до предела их насыщения и образованию их осадков.
- 4. Засоление вод Мирового океана и осмотическая гибель микроорганики с последующим её захоронением породили многочисленные нефтяные и газовые залежи на суше и а шельфе.
- 5. В периоды выброса солей из недр в пермотриасовое время, когда в океане уже обжились некоторые виды животных организмов, часть из них (пресмыкающиеся) вынуждены были выйти на сушу и адаптироваться там, что послужило началом развития ветви динозавров.
- 6. Залповые выбросы солей на некоторый период изменяли состав океанической воды, но общий её круговорот постепенно восстанавливал солевой баланс гидросферы.

Таким образом, одним из самых грандиозных событий, по объемам эндогенных выделений на планете, были выбросы солей. И с этим связаны многие поворотные события в истории развития жизни на Земле.

Мы ищем причины изменений условий жизни и видового состава растений и организмов во внешних космических воздействиях (взрывы близких сверхновых звезд, прилеты и падения космических осколков или столкновения Земли с другими космическими телами и т. п.), а они у нас под ногами, внутри планеты. Да и сам катастрофизм, как отмечается многими исследователями, происходит довольно медленно, в течение миллионов

лет. Это позволяет флоре и фауне приспособляться к новым реалиям и жизнь на Земле продолжается.

К сожалению, деятельность «хомо сапиенс» с его достижениями в химии и физике и ненасытная жадность в потреблении (покорении природы) могут привести и к необратимой экологической катастрофе, которая может погубить самого человека.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Доисторический мир (перевод). Oxford University Press, 1994
- 2. Богданов Ю.А., Каплин П.А., Николаев С.Д. Происхождение и развитие океана. М.: «Мысль», 1978. 160 с.
- 3. Клиге Р.К., Данилов И.Д., Конищев В.Н. История гидросферы. М.: «Научный мир», 1998. 368 с.
- 4. Орленок В.В. История океанизации Земли. Калининград: «Янтарный сказ», 1998. 248 с.
- 5. Яншин А.Л. Как же образуются залежи солей? // Природа. М.: 1978. № 7. с. 35-42
- 6. Соколов Б.А. Нефть и газ Северного моря // Природа. — М.: 1979. - № 7. - с. 40-49
- 7. Лапо А.В. Следы былых биосфер. М.: Знание, 1987. 208 с.
- 8. Посохов Е.В. Формирование химического состава подземных вод. Л.: Гидрометеоиздат, 1969. 334 с.
- 9. Ильин А.В. Измечивый лик глубин (проблемы изученности дна океана). М.: Недра, 1996. 186 с.
- 10. Пиннекер Е.В. Подземная гидросфера. Новосибирск: «Наука», 1984. 156 с.
- 11. Корытов Ф.Я., Прокофьев В.Ю., Дзайнуков А.Б., Воинков Д.М. Соляные купола, их генезис и полезные ископаемые // Известия РАЕН. М.: МГУ, 2004. вып. 12. с. 51-62.
- 12. Иванчук П.П. Гидровулканизм в осадочном чехле земной коры. М.: Недра, 1994. 158 с.
- 13. Казанский Ю.П. О непостоянстве солевого и газового состава вод Мирового океана в геологической истории Земли. Новосибирск: Наука, 1976. сб. «Моделирование и физикохимия литогенеза». с. 39-43
- 14. Ронов А.Б. Осадочная оболочка Земли. 20 чтения им. В.И. Вернадского АН СССР. - М.: Наука, 1980. 77 с.
- 15. Васильев Н.И., Подоляк А.В. Анализ пространственного положения дополнительного ствола скважины 5Г-3 на станции Восток в Антарктиде. // Инженер-нефтяник. М.: 000 «Ай Ди Эс Дриллинг», 2013. № 2. с. 5-9.

<u>REFERENCES</u>

- 1. Prehistorical world (translation). Oxford University Press, 1994
- 2. U.A. Bogdanov, P.A. Kaplin, S.D. Nikolaev. Ocean: genesis and evolution. M.: Mysl, 1978. p. 160.
- 3. R.K. Klige, I.D. Danilov, V.N. Konischev. Hydrosphere history. M: Nauchni Mir, 1998. p. 368.
- 4. V.V. Orlenok. Earth oceanization history. Kaliningrad, An amber tale. 1998. p. 248
- 5. A.L. Ianshin. How salt deposits are formed? // Nature. M.: 1978. № 7. p. 35-42
- 6. B.A. Sololov. Oil and gas of North Sea // Nature. – M.: 1979. - № 7. - p. 40-49
- 7. A.V. Lapo. Traces of old-time biospheres. M.: Znanie, 1987. p. 208.
- 8. E.V. Posohov. Chemical constitution of subsurface water. L: Hidrometeoizdat, 1969. p. 334.
- 9. Changeable outlook of the depth (the state of knowledge of ocean bottom) M.: Nedra, 1996. p. 186
- 10. E.V. Pinneker. Subterranean hydrosphere. Novosibirsk: Nayka, 1984. p. 156
- 11. F. Koritov, V.U. Prokofev, A.B. Dzainukov, D.M. Vpinkov. Genesis of saline domes and mineral resources // Proceedings of RAEN M: MSU, 2004. issue 12. p. 51
- 12. P.P. Ivanchuk. Hidrovolcanism in sedimentary cover of Earth crust. M.: Nedra, 1994. p. 158.
- 13. U.P. Kazansky. Salt and gas composition versatility of World's water in the geological history of the Earth Novosibirsk: Nauka, 1976. The Report. Modelling and physicochemistry of lithogenesis. p. 39-43
- 14. A.B. Ronov. Earth sedimentary cover 20 Vernadsky Scientific Conference M.: Nauka, 1980. p. 77
- 15. N.I. Vasilev, A.V. Podoliak. Analyzing additional borehole profile of the well 5Γ-3, Vostok station, Antarctica. // Oil-Engineer .- M.: «IDS Drilling» LLC, 2013. № 2. p. 5-9.

VΔK 622.276.1/.4:622.243.24

Забытые технологии: разработка нефтегазовых месторождений разобшено-разветвлёнными скважинами

(по материалам доклада инженера ВНИИБТ Столярова Д.Е.)

1970 специалистами Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники (ВНИИБТ) был проведен анализ отечественного и зарубежного опыта строительства различных сооружений и в том числе скважин в сложных геолого-географических Исследования условиях. своей целью подготовить базу для целенаправленного поиска решений проблем, которые возникали перед нефтяной и газовой промышленностью освоении месторождений, расположенных в зонах залегания многолетнемёрзлых горных пород (ММП) и на шельфе морей.

VСЛОВИЯХ постоянного сокращения запасов нефти и газа нефтяники многих стран активно ищут пути, с одной стороны, повышения нефгегазоотдачи уже разрабатываемых месторождений, а с другой стороны, обращаются к нефтяным и газовым коллекторам, расположенным в труднодоступных обустройства нефтегазовых промыслов регионах. Значительная часть месторождений нефти и газа России располагаются на шельфе северных морей с тяжёлым ледовым, волновым и ветровым режимом.

Эффективность буровых технологий значительно повышается при горизонтальном вскрытии залежи. На этой основе учёными и инженерами ВНИИБТ под руководством А.М. Григоряна была создана принципиально новая технология — строительство многозабойных скважин (рис. 1).

Уже первые такие скважины, построенные для доразработки старых, малодебитных месторождений,

позволили получить дебиты, которые на порядок превысили дебиты соседних вертикальных скважин. Специалистам ВНИИБТ удалось построить скважины со многими стволами-ответвлениями и увеличить длину горизонтального вскрытия до 650 м.

Однако разветвленные скважины имеют ряд существенных недостатков, которые затрудняют эксплуатацию и сужают область их применения:

- отсутствие каналов, сообщающих отдельные стволы-ответвления непосредственно с эксплуатационной площадкой;
- трудность попадания буровых инструментом и обсадными колоннами в стволы ответвления;
- отсутствие жесткого соединения стволов-ответвлений с основным стволом;
- невозможность раздельной эксплуатации и ремонта стволовответвлений.

Главным их недостатком является отсутствие непосредственной гидравлической связи всех стволовответвлений с эксплуатационным оборудованием на поверхности. По этой причине сдерживается использование разветвленных скважин на газовых месторождениях. Полностью частично исключается использование на многопластовых месторождениях C различными давлениями коллекторскими свойствами пластов, а также на однопластовых месторождениях с резко меняющимися по простиранию пласта коллекторскими свойствами.

Более того, отсутствие отдельного канала, сообщающего каждый стволответвление с эксплуатационным

оборудованием на поверхности, почти полностью исключает управление работой залежи, которое является решающим фактором в повышении нефте - и газоотдачи пласта.

Техническое решение, представленное в докладе Д.Е. Столярова, направлено на дальнейшее совершенствование технологии многозабойного бурения. При разработке принципиальной схемы строительства скважин по предлагаемой технологии учитывались следующие важные обстоятельства технического, экономического и экологического характера.

1. Отсутствовали надежные и одновременно дешевые для того времени способы защиты многолетнемерзлых горных пород

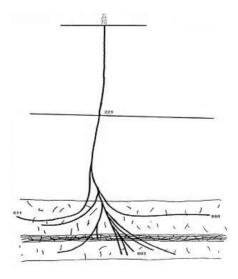


Рис. 1. Профиль многозабойной скважины № 66-45 Карташёвская плошадь (НПУ «Ишимбайнефть»).

от растепляющего воздействия скважин в процессе их эксплуатации и самих скважин от разрушающего воздействия отрицательных температур при остановке скважины на достаточно длительный срок.

2. Существовавшие системы разработки морских месторождений нефти и газа с придонным размещением устьев скважин были настолько дорогими, что обустройство месторождений, расположенных в незамерзающих морях, производилось с использованием стационарных оснований или платформ.

Вполне естественно, что в условиях перемещающихся мощных ледовых полей сложность и, соответственно, стоимость таких сооружений будет очень высокой.

3. При разработке нефтяных месторождений большим количеством скважин наносится значительный окружающей ущерб природной среде. Надежная и дешевая защита ММП OT растепления, резкое внутрипромысловой сокращение уменьнефтегазосборной сети, шение суммарной площади буровых эксплуатационных сооружений сулит несомненные экологические и экономические преимущества.

Авторами идеи для решения указанных технических, экономических и экологических задач было предложено осуществлять разработку нефтегазовых месторождений на шельфе северных морей и в регионах с ММП с помощью разобщеноразветвлённых скважин (РРС).

Сущность предложения заключается в резком (до 6-8 м) увеличении диаметра основного ствола эксплуатационной скважины.

Такое решение позволяет реализовать следующие задачи:

- увеличить количество стволовответвлений, сосредоточив их устья в одной плоскости;
- жестко соединить все обсадные колонны стволов-ответвлений с обсадной колонной основного ствола за счет установки в торец последней специальной кондукторной плиты с заранее образованными в ней отверстиями, через которые строят все стволы-ответвления;
- разместить внутри основного ствола верхние части эксплуатационных обсадных колонн отдельных стволов-ответвлений, сообщающих продуктивные пласты с эксплуатационной площадкой.

Таким образом, создаётся новый вид скважины, свободный от

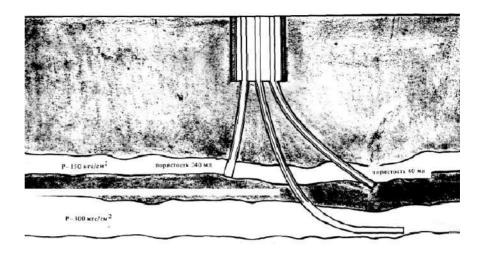


Рис. 2. Схема разобщено-разветвлённой эксплуатационной скважины.

недостатков обычных многозабойных скважин (рис. 2).

Для строительства стволовответвлений авторами предложено устройство включающее, помимо кондукторной плиты вспомогательную плиту с ответными отверстиями, перемещаемую по направляющим внутри обсадной колонны основного ствола, и вспомогательную колонну, сообщающую ствол-ответвление с наземной частью циркуляционной системы буровой в течение всего времени бурения и перекрепляемую на новый ствол-ответвление после окончания строительства предыдущего (рис. 3).

Использование PPC скважин на месторождениях с ММП позволит:

- уменьшить растепляющее воздействие на ММП промывочной жидкости при бурении стволовответвлений, так как строительство последних осуществляется из вспомогательной колонны, которая снабжена надёжной термоизоляцией;
- растепление - предотвратить ММП пластовым флюидом после начала эксплуатации РРС за счет эксплуатационных теплоизоляции колонн стволов-ответвлений помощью дешевых покрытий подачи в свободное про-странство основного ствола холодного воздуха с поверхности вентилятором в период года с минусовыми температурами перекрытия устья основного ствола в период года с плюсовыми наиболее температурами, T.e. дешевым способом (рис. 4);
- предотвратить смятие обсадных колонн в зоне ММП в результате вторичного их замерзания при

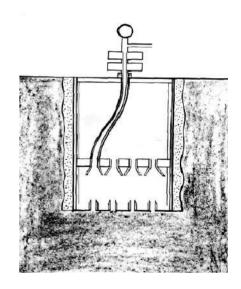


Рис. З. Схема устройства для строительства разобшеноразветвлённой эксплуатационной скважины.

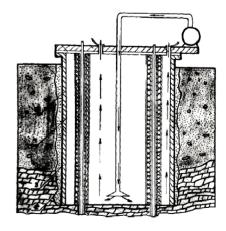


Рис. 4. Схема термоизоляции разобщено-разветвлённой эксплуатационной скважины.

остановке отдельных стволовответвлений на длительное время за счет применения прочной обсадной колонны из железобетона, а также продолжения эксплуатации работающих стволов-ответвлений.

При строительстве РРС на заболоченной территории или на мелководье верхняя часть обсадной колонны основного ствола из железобетона возвышается над болотом или поверхностью воды и служит сначала опорой для буровой установки, а затем - для эксплуатационной платформы. Нижняя часть такой обсадной колонны заглублена в дно водоёма или болото на глубину, превышающую мощность донных осадков и неустойчивых пород. В нижней части обсадной колонны основного ствола установлен якорь в виде зацементированной колонны - необходимой длины (рис. 5).

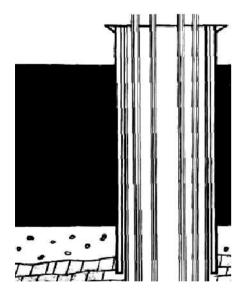


Рис. 5. Схема строительства основного ствола разобшеноразветвлённых скважин на заболоченной территории.

На месторождениях, расположенных на шельфе северных морей с тяжёлыми ледовыми и ветровыми условиями верхняя часть обсадной колонны основного ствола из железобетона подвешивается на кольцевом разъемном понтоне с необходимым запасом плавучести и якорным креплением, необходимым для предотвращения её продольного изгиба под собственным весом и действием течений. Верхняя часть

колонны находится на глубине более 30 м от уровня спокойной воды, что исключает воздействие на колонну ветровых, волновых и ледовых нагрузок.

Строительство стволов-ответвлений, так же как бурение в дне моря ствола для размещения основной обсадной колонны производится с бурового судна или СПБУ (рис. 6).

После строительства всех стволов-ответвлений и подвода к эксплуатационной площадке инженерных коммуникаций РРС накрывают специальным колоколом. Техническое обслуживание стволов-ответвлений осуществляется с помощью оборудования, размещённого под колоколом. При необходимости ремонта стволовответвлений колокол поднимают на судно и осуществляют работы через основной ствол.

На мелководных акваториях северных морей, где имеется движение припайных ледовых полей, верхняя часть обсадной колонны основного ствола размещается ниже уровня дна моря, а строительство

- обеспечивается эффективное управление работой залежи нефти и газа;
- может быть использована для разработки любых месторождений нефти и газа;
- позволяет переводить малодебитные стволы в нагнетательные, оставляя остальные добывающими;
- обеспечивает применение надёжных и дешёвых способов теплоизоляции в интервале залегания ммп•
- позволяет производить раздельный ремонт стволов-ответвлений без остановки соседних;
- эксплуатационная площадка может быть размещена внутри обсадной колонны основного ствола.

Указанные преимущества дают возможность:

- значительно повысить нефтеотдачу пластов;
- снизить затраты на обустройство месторождений на территориях с ММП и на шельфе северных морей;
- осуществлять экономически целесообразную разработку месторождений, расположенных под любыми акваториями;
- разрабатывать месторождения высоковязкой нефти.

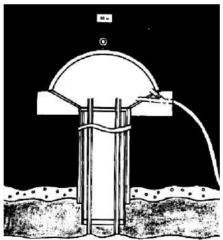


Рис. б. Схема обустройства основного ствола разобшеноразветвлённых скважин на морском дне.

стволов-ответвлений производится также как и в предыдущем варианте (рис. 7).

Преимущества РРС, по мнению авторов предложения, в сравнении с многозабойными скважинами заключаются в следующем:

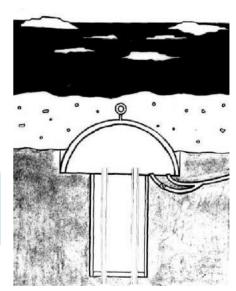


Рис. 7. Схема обустройства основного ствола разобщеноразветвлённых скважин под морским дном.

ВИКТОРУ ИВАНОВИЧУ КРЫЛОВУ -85 лет



08 января 2014 г. исполнилось 85 лет выдающемуся специалисту страны в области бурения скважин, талантливейшему ученому, доктору технических наук, профессору, Действительному члену РАЕН, Заслуженному деятелю науки Татарии Виктору Ивановичу Крылову.

Виктор Иванович Крылов родился в 1929 г. в г. Гудермесе Чечено-Ингушской АССР в семье рабочего. В 1952 г. В.И. Крылов окончил Грозненский нефтяной институт, получив квалификацию горного инженера по разработке нефтяных и газовых месторождений и был направлен в объединение «Татнефть», где успешно работал старшим инженером участка бурения, затем начальником производственно-технического отдела, в 1953-1958 г. главным инженером, а с 1958 по 1959 г. начальником производственно-диспетчерской службы конторы бурения № 2 треста «Альметьевбурнефть» объединения «Татнефть».

В 1959 г. В.И. Крылов был направлен в Народную республику Албания в г. Новый Патос (1959-1961 г.) советником главного инженера конторы разведочного бурения нефтекомбината. В 1961 г. Виктор Иванович вернулся в Татарию и возглавил отдел бурения Татарского нефтяного научно-исследовательского института (ТатНИИ). В 1966 г. он стал заведующим лабораторией технологии бурения.

Успешно решая проблемы бурения скважин и ликвидации возникших осложнений в процессе их проводки, в 1965 г. Виктор Иванович защитил кандидатскую диссертацию «Исследование поглощающих горизонтов и разработка мер, повышающих эффективность изоляционных работ на примере месторождений Татарской АССР», Москва ИГиРГИ, а в 1968 г. получил ученое звание старшего научного сотрудника.

В 1969 г. В.И.Крылов был избран по конкурсу заведующим лабораторией предупреждения поглощений и борьбы с ними Краснодарского филиала ВНИИнефти и одновременно заведующим отделом предупреждения и борьбы с осложнениями при бурении и креплении скважин. Виктор Иванович стоял у истоков создания 1970 г. Всесоюзного научно-исследовательского института по креплению скважин и буровым растворам заместителем (ВНИИКРнефть), работая директора по научной работе и одновременно заведующим лабораторией средств борьбы с поглощениями при бурении. Значительный объем исследований и разработок в области предупреждения и ликвидации поглощений, проведенных В.И. Крыловым, позволили ему в 1974 г. успешно докторскую диссертацию «Проблемы проводки скважин в поглощающих пластах» Уфа, УНИ. А в 1979 г. Виктор Иванович Крылов стал профессором по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Профессор Виктор Иванович Крылов — высококвалифицированный специалист, имеющий большой практический опыт в области организации буровых работ, технологии бурения нефтяных и газовых скважин — в 1980 г. был приглашен во Всесоюзный научно-исследовательский институт комплексных топливно-энергетических проблем (ВНИИКТЭП) при Госплане СССР на должность заведующего лабораторией экономики развития буровых работ. С 1994 г. профессор В.И. Крылов совмещает научную и педагогическую деятельность, работая на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

В.И. Крылов всегда успешно решал самые актуальные, самые насущные проблемы бурения, в первую очередь с предупреждением осложнений бурении. Он является одним из наиболее авторитетных специалистов в этой области. Особенно велик вклад Виктора Ивановича в развитие нефтяной промышленности Татарии. Ему удалось одному из первых в стране комплексно организовать работу по повышению техникоэкономических показателей бурения, охватив практически все основные разделы бурения: от мероприятий по борьбе с поглощениями промывочной жидкости (что для Татарии всегда было важнейшей проблемой) до рационального выбора режимных параметров работы турбобуров и долот. И тот факт, что Татария в течение длительного периода времени была флагманом советского бурения, в немалой степени заслуга Виктора Ивановича Крылова.

Большой практический опыт, талант ученого и организатора позволили В.И. Крылову как одному из руководителей ВНИИКРнефти возглавить комплекс научно-исследовательских работ, направленных на повышение эффективности технологических процессов, обеспечивающих безаварийность и качество проводки скважин различного назначения, а также их эффективное крепление.

Виктор Иванович – автор более 400 печатных и рукописных работ в области технологии бурения и крепления скважин, экономики и организации буровых

работ, в том числе 9 монографий, более 60 изобретений, из них: Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. М.: Недра, 1980; Крылов В.И., Байбаков Н.К., Басниев К.С. и др.; Вчера, сегодня, завтра нефтяной и газовой промышленности России. М.: ИГиРГИ, 1995; Крылов В.И., Барановский В.Д., Булатов А.И.; Крепление и цементирование наклонных скважин. М.: Недра, 1983. Виктр Иванович читает лекции по дисциплинам: Заканчивание скважин; Проектирование строительства скважин

В.И. Крылов в 1998 г. избран действительным членом РАЕН; с 1983 г. по 1998 г. член комиссии по нефти и газу ВАК РФ; с 1991 г. - член комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений Минтопэнерго; с 1992 г. - председатель секции бурения Российского Национального комитета по мировым конгрессам; в период 1976-1982 г. - член диссертационных советов Уфимского нефтяного института; 1976-1982 - Азербайджанского политехнического института.

Являясь в настоящее время профессором и членом диссертационных советов РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (с 1995 г.) и ОАО НПО «Буровая техника» (с 1981 г.), В.И. Крылов ведет большую и плодотворную работу по подготовке высококвалифицированных специалистов по бурению. Непосредственно под его руководством кандидатские диссертации защитили более 20 специалистов.

Заслуги В.И. Крылова отмечены орденом Трудового Красного Знамени (1974), медалями «За трудовую доблесть» (1966), «За доблестный труд», «В ознаменование 100-летия со дня рождения В.И. Ленина» (1970), «Ветеран труда», серебряной и бронзовой медалями ВДНХ СССР (1967, 1968, 1977) и целым рядом почетных званий, в том числе в 1989 г. ему присвоено звание Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РСФСР», дважды отличник нефтяной промышленности (1969, 1979), заслуженный деятель науки и техники Татарской АССР (1966), дважды лауреат премии им. академика И.М. Губкина (1979, 1983).

Дорогой Виктор Иванович, примите наши самые искренние пожелания Вам, крепкого здоровья, семейного благополучия, творческих успехов и многих лет активной и плодотворной научной и преподавательской деятельности на благо развития отечественного бурения.

Редакция научно-технического журнала «Инженер-нефтяник», друзья и коллеги.

Аннотации статей

УДК 33:622.279 НЕФТЕГАЗОВЫЙ БИЗНЕС РОССИИ: ГЕОЛОГИЯ И ЭКОНОМИКА (С. 5)

Василий Иванович Лисов

МГРИ-РГГРУ 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23 Тел. (49) 433-62-55

Действующая экономическая модель России, основанная постоянном росте мировых цен на нефть и ее значительном экспорте, нуждается в модернизации. Необходимо использовать экономическую модель, основанную на инновачастных инвестициях конкурентоспособные производства, целевой государственной поддержке. Значимость добычи и экспорта российской нефти для экономики России велика. С другой стороны,

нефтегазовой отрасли свои неиспользуемые резервы, в и организационные. числе Есть свои вопросы геологического поиска, разведки и промышленной разработки. Нужны новые районы нефтедобычи и новые технологии. Актуальна проблема закона «О нефти». Зарубежный опыт законодательного регулирования нефтегазовой В отрасли говорит о пользе применения соответствующего законодательства. Необходима системность положений нового законопроекта «О нефти». Велика роль собственной российской науки и техники в создании новых промышленных технологий. Дается конкретных рекомендаций. ряд Ключевые слова: нефтегазовый России; экономика бизнес организация; новые месторождения нефти; законодательное регулирование; закон «О нефти», стратегии нефтедобычи.

УДК УДК 553.98 (47+57)

БИНАРНЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ПОИСКАХ, ДЕТАЛЬНОЙ РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (С. 12)

Леонид Захарович Бобровников Сергей Владимирович Головин Сергей Игоревич Добрынин

МГРИ-РГГРУ 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23 E-mail: sd-taurus@yandex.ru

Специалистами МГРИ-РГГРУ разработаны и опробованы на ранее изученных, «эталонных», месторождениях различных полезных ископаемых принципиально новые бинарные геофизические технологии, позволяющие проводить прямые поиски и детальную разведку нефтегазовых месторождений на суше,

морском шельфе и на глубоководных морских акваториях.

Ключевые слова: бинарная технология; сейсмоэлектромагнитный метод; поисково-разведочные работы; нефтегазовая залежь.

УДК 338.58:622.24

ГРАДОСТРОИТЕЛЬНЫЙ КОДЕКС ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ПРОЕКТИРОВА-НИЮ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН (с. 19)

Валерий Владимирович Кульчицкий

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина

119296, ГСП-1, B-296, Москва, Ленинский проспект, 65 E-mail: niibt@qubkin.ru

адаптировать Сделана попытка Градостроительный кодекс, предназначенный для всех видов градостроительной деятельности (ГД) как гражданского, так и промышленного строительства, непосредственно к строительству нефтяных и газовых скважин. Приведены нормативные требования к разработке проектной документации (ПД) на строительство нефтяных и газовых скважин всех назначений. Представлена структура Дано технического проекта. описание специальных разделов ПД. Рассмотрены роль и основные задачи ПД на строительство нефтяных и газовых скважин в свете новых Градостроительного требований кодекса РФ, Федерального закона регулировании, техническом Главгосэкспертизы, постановлений Правительства, Министерства регионального развития, положений Ростехнадзора и Саморегулируемых организаций (СРО) по проектированию особо опасных объектов капитального строительства, каковыми являются нефтяные и газовые скважины.

Ключевые слова: Градостроительный кодекс; градостроительная деятельность; проектная документация; Главгосэкспертиза; Ростехнадзор; Саморегулируемая организация.

УДК 622.276:622.24

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВА-НИЯ ВЕРТИКАЛЬНОГО И НАКЛОН-НОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ (с. 24)

Kонстантин Mатвеевич Солодкий E-mail: povalihin@ids-corp.ru Рассмотрены основные закономерности образования дефектов ствола в виде локальных искривлений при бурении вертикальных и наклонных скважин, а также их влияние на качество крепи скважины. В статье приведены рекомендации по предупреждению локальных искривлений в процессе бурения.

Ключевые слова: локальные искривления; опорно-центрирующий элемент; центратор; ствол скважины; кривизна.

УДК 622.244.45

МЕТОДИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПРОМЫВКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И СКВАЖИН С БОЛЬШИМИ СМЕЩЕНИЯМИ ЗАБОЯ ОТ ВЕРТИКАЛИ (с. 31)

Павел Николаевич Корчагин

000 «ЭРИЭЛЛ НЕФТЕГАЗСЕРВИС» 117042, Москва, Южнобутовская ул. 71 Тел. (495) 714-12-18

Представлена обобщённая методика проектирования процессов промывки горизонтальных скважин и скважин с большим смещением забоя от вертикали.

Ключевые слова: методика проектирования; промывка скважин; горизонтальная скважина; скважина с большим смещением.

УДК 543.31

ФОРМИРОВАНИЕ ПЕРЕЧНЯ ТОКСИЧНЫХ МЕТАЛЛОВ, ПОДЛЕЖА-ЩИХ КОНТРОЛЮ В МЕСТАХ НЕФТЕДОБ-ЫЧИ НА МОРСКОМ ШЕЛЬФЕ (с. 33)

Сергей Григорьевич Ивахнюк Виталий Станиславович Головинский

Санкт-Петербургский государственный технологический институт - технический университет 190013, Санкт-Петербург, Московский проспект, дом 26 Тел. (812) 494-92-99 E-mail: sgi78@mail.ru

Тяжёлые металлы на протяжении многих лет считают приоритетными загрязняющими веществами, наблюдения за которыми обязательны во всех средах, однако в различных научных и прикладных работах авторы по-разному трактуют значение этого понятия, в связи с чем, количество

относимых

группе

элементов,

тяжёлых металлов, изменяется широких пределах. Для выбора обоснования перечня тяжёлых металлов рассматривался подробнее каждый из 16 наиболее часто в природоохранных ипоминаемых публикациях. В результате анализа целого ряда характеристик был выбран и теоретически обоснован перечень подлежащих контролю тяжёлых металлов, содержание которых определяет уровень экологической опасности нефтедобычи на морском шельфе, включающий в себя 13 тяжелых металлов.

Ключевые слова: тяжёлые металлы; токсичные металлы; нефтедобыча; морской шельф; контроль примесей.

УДК 622.1:55

«ПЕРМСКО-ТРИАСОВОЕ ПОБО-ИЩЕ» И НЕФТЕРОЖДЕНИЕ - КАК РЕЗУЛЬТАТ АГРЕССИИ МОРСКИХ ВОД (с. 36)

Владимир Иванович Иванников

ЗАО «Инжиниринговая компания «РУС-ИННО» Технологии и Инновации» 119034, г. Москва, Гагаринский пер., 5, стр. 1.

Тел./факс: (495) 695-06-96 E-mail: info@rus-inno.com

Рассматриваются причины массовой гибели морской фауны в интервале между пермским и триасовым периодами геологической истории Земли. Главное следствие из этих событий - выход животных из океана на сушу и последующее их приспособление к жизни и эволюции в новой среде.

Ключевые слова: астеносферный слой; морские воды; соленость морских вод; солеизлияние.

УДК 622.276.1/.4:622.243.24

ЗАБЫТЫЕ ТЕХНОЛОГИИ: РАЗ-РАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕС-ТОРОЖДЕНИЙ РАЗОБЩЕНО-РАЗВЕТ-ВЛЁННЫМИ СКВАЖИНАМИ (с. 48)

(по материалам доклада инженера ВНИИБТ Столярова Д.Е.)

В статье приведены технические решения по освоению нефтегазовых месторождений в сложных геолого-географических условиях, разработанные в 1970 году специалистами Всесоюзного научно-

исследовательского института буровой техники (ВНИИБТ). Предложено осуществлять разработку нефтегазовых месторождений

на шельфе северных морей и в регионах с ММП с помощью разобщено-разветвлённых скважин (PPC).

Ключевые слова: разобщеноразветвлённые скважины (РРС); многозабойные скважины; многолетнемёрзлые горные породы; акватория.

RUSSIA: OIL AND GAS BUSINESS, GEOLOGY AND ECONOMICS (p. 5)

V.I. Lisov

Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU) 23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia Phone: Тел. (49) 433-62-55

The economical model of Russia based on the constant growth of world oil prices and considerable export, is in need of modernization. You should use an economic model based on innovation, private investments into competitive production, targeted state support. The importance of production and export of Russian oil to Russia's economy is great. On the other hand, there are some unused reserves in the oil and gas industry, including organizational ones. There are questions of geological prospecting, exploration and industrial development. Need new areas of oil production and new technologies. The issue of the day is the law "On oil". Foreign experience of legal regulation in the oil and gas industry has shown the benefits of the application of relevant legislation. The new draft law "On oil" requires consistency of the provisions. Russian science and technology play the significant role in creating of new industrial technologies. The specific recommendations are given.

Key words: oil and gas business in Russia; economics and organization; new deposits of oil; legislative regulation; law "On oil", the strategy of oil production.

BINARY GEOPHYSICAL TECHNOLO-GIES FOR PROSPECTING, DETAIL EXPLORATION AND 0&G DEVELOPMENT (p. 12)

L.Z. Bobrounikov S.V. Golovin S.I. Dobrinin

Russian State Geological Prospecting University (RSGPU) 23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

E-mail: sd-taurus@yandex.ru

MGRI-RSGPU specialists worked out and "reference"-field-tested crucially new binary geophysical technologies. They allow direct and detailed exploration for ashore, offshore and deepwater oil and gas reservoirs.

Key words: binary technologies; seismic-electromagnetic method; exploration; oil and gas reservoir.

URBAN PLANNING CODE IN THE CONTEXT OF OIL-AN-GAS WELLS DESIGN AND CONSTRUCTION (p. 19)

V.V. Kulchitsky

Gubkin Russian State University of oil and gas 63/2, Leninskiy prospect, Moscow, 199296, Russia Tel /fax (499) 135-83-96 E-mail: niibt@qubkin.ru

An attempt is made to adapt Urban planning code which assigned for all kinds of town-planning activity both civil and industrial constructions directly to the construction of oil and gas wells. The regulatory requirements for design documentation for the construction of oil and gas wells for all purposes are given. The structure of the technical project is also presented. Description of the special sections of the project documentation is given. Considered the role and main tasks of the project documentation for the construction of oil and gas wells in light of the new requirements of the Urban planning code, The Federal law on technical regulation, The Glavgosexpertiza, The government(al) regulations, The Ministry of regional development, the provisions of Rostekhnadzor and Selfregulatory organizations according to design of especially dangerous objects of capital construction what are oil and gas wells.

Key words: Urban planning code; town-planning activity; project documentation; Glavgosexpertiza; Rostekhnadzor; Self-regulatory organization.

PATTERNS OF VERTICAL AND DIRECTIONAL WELLBORE FORMING (p. 24)

K.M. Solodky

E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Main trends of wellbore defect formation such as local doglegging while vertical and deviated drilling are described. The effect of mentioned defects on well casing is also discussed. The recommendations to prevent doglegging are given.

Key words: doglegging; centering element; centralizer; wellbore; curvature.

THE METHOD TO DESIGN FLUSHING PROGRAMS FOR HORIZONTAL AND EXTENDED REACH DRILLING (p. 31)

P.N. Korchagin

«ЭРИЭЛЛ НЕФТЕГАЗСЕРВИС» LLC 71, Juzhnobutovskaja str., Moscow, 117042

Phone: (495) 714-12-18

The generalized design methodology for flushing processes of horizontal and extended-reach wells is given.

Key words: design methodology; flushing; horizontal well; and extended-reach well.

MAKING A LIST OF METALS TO BE SUBJECT TO CONTROL IN OIL FIELDS (p. 33)

S.G. Ivahniuk V.S. Golovinsky

Saint-Petersburg State Institute of Technology (Technical University) 26, Moskovskijj prospect, St. Petersburg, 190013, Russia

Тел. (812) 494-92-99 E-mail: sgi78@mail.ru

Heavy metals for many years have been considered as priority polluting substances and their supervision has been obligatory in all environments. However authors of various scientific and applied works treat this concept differently. Wherefore the quantity of the elements commonly referred to as heavy metals changes over a wide range. For a choice and justification

of the list of heavy metals each of 16 most often mentioned in publications was considered in more detail. As a result of the analysis of a number of characteristics the list of the heavy metals subject to control was composed. The list defines the level of ecological danger for oil production on the sea shelf, including 13 heavy metals.

Key words: heavy metals; toxic metals; oil production; sea shelf; control of impurity.

"PERMIAN - TRIASSIC BATTLE" AND PETROLEOGENESIS AS A RESULT OF SEA WATER AGGRESSION (p. 36)

V.I. Ivannikov

"Engineering Company "RUS-INNO"

Technology and Innovation" 5/1, Gagarinskiy pereulok, 119034, Moscow, Russia

Phone/fax: +7 (495) 695-06-96 E-mail: info@rus-inno.com

The reasons of marine fauna mass mortality between Permian and Triassic periods of the Earth geological history. The main consequence of the events is exodus from sea to land and following adaptation to external conditions and further evolution.

Key words: astenospheric layer; sea water; seawater salinity; salt outflow.

OBLITERATE TECHNIQUES. OIL-AND-GAS FIELD DEVELOPMENT WITH THE USE OF ISOLATED-BRANCHED WELLS (p. 48)

D.E. Stoliarov (adapted from report)

"Engineering Company "RUS-INNO" Technology and Innovation" 5/1, Gagarinskiy pereulok, 119034, Moscow, Russia Phone/fax: +7 (495) 695-06-96 E-mail: info@rus-inno.com

The engineering solutions for oil and gas field development under hostile geological and geographical conditions are given. The solutions have been worked out in the year 1970 by the specialists of National Drilling Research Institute (VNIIBT). Development of polar offshore fields and for permafrost regions is recommended with the use of isolated-branched drilling.

Key words: isolated-branched drilling; downhole splitte; permafrost; aquatory.

АШРАФЬЯН МИКИША ОГОСТИНОВИЧ (1930-2014)

5 марта 2014 года после продолжительной болезни умер заслуженный деятель науки РФ, доктор технических наук, профессор Микиша Огостинович Ашрафьян.

В течение многих лет, начиная с 1954 г., М.О. Ашрафьян постоянно занимался совершенствованием техники и технологии бурения нефтяных и газовых скважин. За этот период им лично и в соавторстве было получено большое количество авторских свидетельств и патентов на изобретения, многие из которых внедрены в производство с высокой экономической эффективностью.

Научные труды и изобретения М.О. Ашрафьяна всегда отличались оригинальностью, глубиною разработок и, главное, являются основой для новых практических решений. Вместе с группой ученых ВНИИКРнефть М.О. Ашрафьяном впервые в мировой науке была решена проблема повышения качества цементирования скважин за счет использования седиментационноустойчивых тампонажных растворов, промышленные разработаны ИХ составы.

Будучи сотрудником общесоюзного института, М.О. Ашрафьян принимал активное участие в совершенствовании крепления скважин практически

во всех республиках СССР, особое внимание уделял месторождениям Западной Сибири и Севера.

Крупной заслугой М.О. Ашрафьяна является также создание отечественных методов установки цементных мостов в скважинах, в строительстве которых он неоднократно принимал личное участие (Тенгиз, Дагестан и многие другие районы).

С годами не ослабевала творческая деятельность М.О. Ашрафьяна. За последние годы при его участии в ОАО «НПО «Бурение» созданы новые технические средства, материалы и химические реагенты: высокопрочные тампонажные материалы, реагенты для тампонажных цементов КРК-75 и 100, стабилизатор растворов серии «Крепь» и другие. Все разработки нашли практическое применение.

Большое внимание М.О. Ашрафьяном уделялось воспитанию молодых ученых. Под его непосредственным руководством подготовлено свыше 10 кандидатов наук. Будучи председателем диссертационного совета, профессор Ашрафьян М.О. проводил большую работу по подготовке научных кадров и специалистов-производственников.

За период своей трудовой деятельности М.О. Ашрафьян был неоднократно отмечен различными наградами. Ему было присвоено



звание «Почетный нефтяник» и «Почетный работник топливноэнергетического комплекса». Он является «Заслуженным деятелем науки РФ», он награжден многими медалями ВДНХ и почетными грамотами МНП и ЦК профсоюза.



Продолжается подписка на научно-технический журнал "Инженер-нефтяник" на 2014 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 ведушие производственные и сервисные компании.

Адрес для переписки:

127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10 Телефон редакции: (495) 543 9116

Факс: (495) 543 9612