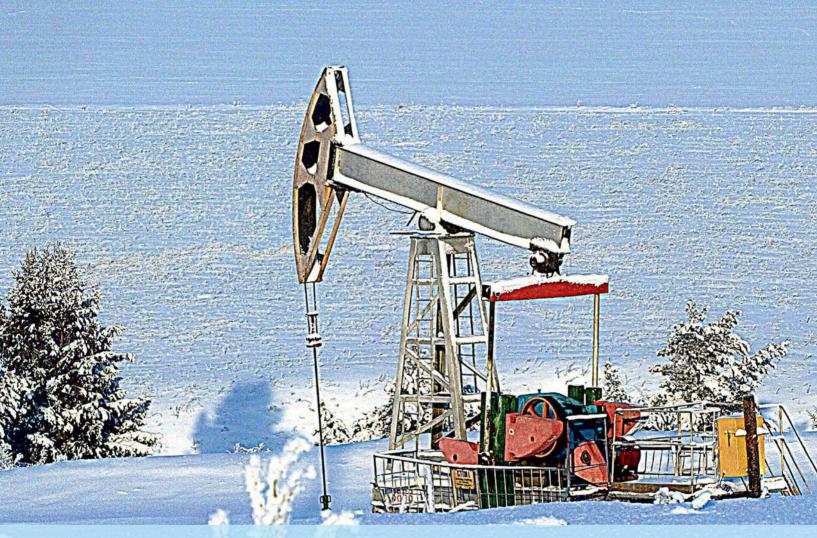
Инженер-нефтяник

№ 4'2016

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Миграция нефти и газа в литосфере

Вопросы классификации разреза бурения

Новые решения в технологии глушения скважины

Механизм природных волноводов

Контроль параметров магистральных трубопроводов



Интегрированный буровой сервис



Адрес компании: 127422, Москва, Дмитровский проезд, 10

тел.: +7 (495) 543 9116 факс: +7 (495) 543 9612 e-mail: ids@ids-corp.ru сайт в Интернете:

www.ids-corp.ru









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

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

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

Инженер-нефтяник №4 2016 г.

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ		CONTENTS
Миграция газов и нефти в осадочных горных породах литосферы. Иванников В.И.	5	Migration of gas and petroleum in sedimentary rocks of the lithosphere.
Классификация геологического разреза по условиям бурения его интервалов при проектировании рациональной конструкции поисково-разведочных скважин на месторождениях со сложными горногеологическими условиями. Близнюков В.Ю., Повалихин А.С.	17	Classification of the geological section according to the drilling conditions of its intervals in the design of rational design of exploration wells at the fields with complex mining and geological conditions. Bliznjukov VJu., Povalihin A.S.
К вопросу разработки конструкции наддолотного самоустанавливающегося центратора КНБК. Чистов Д.И., Сулейманов И.Н.	25	Discussing the question of design rockyback self-aligning centralizer of BHA. Chistov D.I., Sulejmanov I.N.
Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин. Пономарева И.Н., Илюшин П.Ю., Мартюшев Д.А., Рахимзянов Р.М.	30	Research results in the improvement of the of killing wells technology. Ponomareva I.N., Iljushin P.Ju., Martjushev D.A., Rahimzjanov R.M.
Природные волноводы (механизм волноводного движения). Иванников В.И.	36	Natural waveguides (waveguide mechanism motion). Ivannikov V.I.
Способ контроля физических параметров магистральных трубопроводов. Ягубов Э.Х., Старцев А.Э., Беляев А.Э., Полетаев С.В.	45	Method of monitoring physical parameters of pipelines. Jagubov Z.H., Starcev A.Je., Beljaev A.Je., Poletaev S.V.
Экологическое обезвреживание нефтесодержащих отходов, образующихся при эксплуатации нефтегазопроводов и нефтехранилиш. Ланина Т.Д., Быков И.Ю., Автамонов С.Г., Донин С.Н.	50	Ecological disposal of oily waste generated in the operation of oil and gas pipelines and storage tanks. Lanina T.D., Bykov IJu., Avtamonov S.G., Donin S.N.
Основные принципы оптимизации информационно - управляющей системы при шахтной добыче нефти. Ягубов Э.З., Ягубов З.Х., Чаадаев К.Е.	55	Optimization of management information of mining oil system: the basic principles. Jagubov Je.Z., Jagubov Z.H., Chaadaev K.E.
Профессионалы нефтегазовой отрасли. Профессор Анатолий Георгиевич Калинин.	58	Oil and gas professionals: Professor Anatoly G. Kalinin.
Аннотации статей	62	Abstracts of articles

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

Учредитель научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»: 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 Национального минерально-сырьевого университета «Горный»

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

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

Оганов Александр Сергеевич – д.т.н., профессор, зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского Государственного университета нефти и газа им И.М. Губкина

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

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

Кульчицкий Валерий Владимирович – д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин 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 «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия:

Гноевых Александр Николаевич – д.т.н., советник генерального директора 000 «Газпром бурение» **Быков Игорь Юрьевич –** д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета

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

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

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич Перевод Орлов Николай Александрович

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10 Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12 Адреса электронной почты: tom@ids-corp.ru, povalihin1@yandex.ru

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

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

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836 Индекс журнала в объединённом каталоге "Пресса России" - 91842 Типография "ПринтФормула" Тираж 950 экз.

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

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы. VΔK 622.031

Миграция газов и нефти в осадочных породах литосферы

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

К числу флюидов, находящихся в пористых, трещиноватых и проницаемых осадочных отложениях горных пород, относятся вода, газы, нефть, которые способны перемещаться в вертикальном (по разломам и дислокациям коры), и латеральном (по пластам — проводникам) направлении.

Какой механизм их движения? Этот вопрос имеет актуальное значение, прежде всего, для нефтегазовой геологии. Скопление нефти в ловушках до сих пор остается нерешенной проблемой. Современная теория отводит роль движителя изначально рассеянной микронефти водным потокам в недрах. Критический анализ водопереноса нефти был дан нами в предыдущих работах [1—7 и др.]. Газовый перенос нефти получил обоснование в работах [8—12 и др.].

Возвращение к данной теме связано с вопросом термобарических условий газопереноса нефти. Дело в том, что свободная газовая фаза ($\mathrm{CH_4}$ и $\mathrm{CO_2}$) возникает в строго определенных условиях температуры и давлении, и тогда она может выполнять функцию флотации микронефти за счёт своей плавучести. При этом сама дисперсная нефть также обладает плавучестью.

Если же газ находится в растворенном состоянии при заданных РVТ-параметрах, то его транспортирующая способность отсутствует. Однако, в случае перманентного притока газов из недр, в системе флюидов «вода—нефть—газ» наступает перенасыщение, и тогда в пористых и проницаемых пластах газ вновь выделяется в свободную фазу, и может быть флотоносителем [13]. Это иллюстрируется рис. 1.

Приведенная модельная схема показывает, что продуктивные пласты, содержащие рассеянную микронефть, постепенно насыщаются газовой фазой, при перенасыщении которой начинается латеральная миграция. Она на своем пути наполняет ловушки на

региональном подъёме пластов. Если ловушек несколько, то (рис. 2) скопления нефти обычно образуются в ловушках нижнего этажа, а выше, по мере истощения нефти, формируются газоконденсатные и газовые залежи.

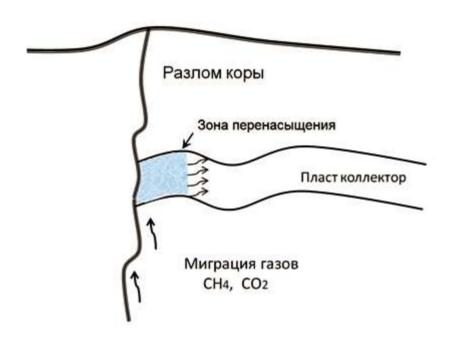


Рис. 1. Диспозиция глубинного разлома коры, пласта-коллектора и газовой фазы.

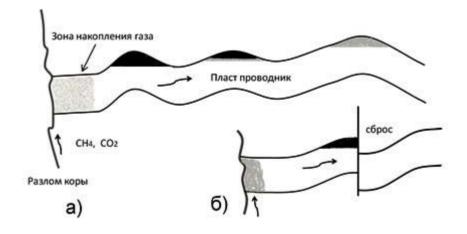


Рис. 2. Латеральная миграция нефти и газа. а) серия ловушек на подъёме пласта-коллектора; б) тупиковая ловушка.

Данная схема ступенчатой миграции во многом сходится с моделью А. Gussow и С.П. Максимова (1951 г.) с той лишь разницей, что у них перенос углеводородов (УВ) осуществляется водным потоком (см. рис. 3). В тупиковых ловушках сбросово-взбросового типа при наличии флюидоупора, где проточность нулевая, движение вод невозможно, что полностью дискредитирует идею водопереноса нефти. Здесь понятно, что речь идет о вторичной миграции нефти, поскольку её первичная миграция связана с эвакуацией микронефти из материнской утробы в пласты-коллекторы.

В ступенчатой серии ловушек содержание УВ зависит от расстояния, PVT — условий миграции и состояния газовой фазы. Учитывая, что латеральному движению газа предшествует накопление газовой пачки в зоне привязки пласта — проводника к глубинному разлому, следует, что миграция УВ до скопления их в ловушках идёт в пульсирующем режиме (т.е. порционно). Поэтому приведенные на рис. З схемы А. Gussow не всегда однозначны.

Авторская концепция газопереноса нефти хорошо согласуется с выводами Г.И. Войтова и Б.М. Валяева о глобальной дегазации недр через систему глубинных разломов земной коры [14, 15], несмотря, что они льют воду на мельницу неорганического происхождения нефти.

Привязка нефтяных залежей к глубинным разломам не случайна (см. карты 1 и 2) и специально посвященные этому работы [16, 17, 18 и др.].

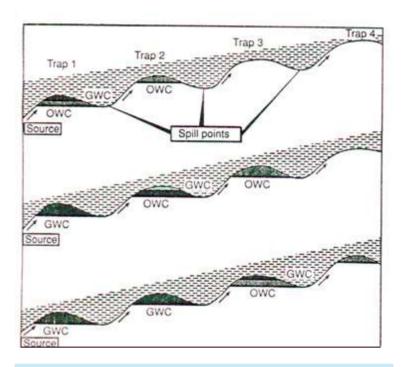
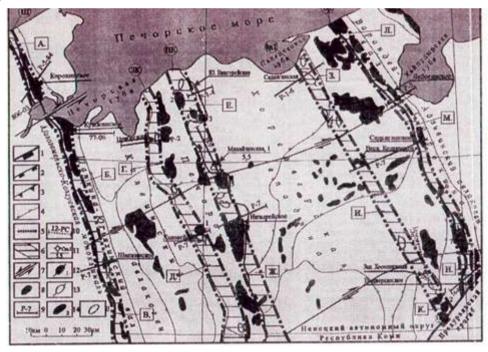


Рис. З. Принципиальная схема дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушке (по A. Gussow).

Огромный вынос метана через глубинные разломы коры подтверждается колоссальными запасами газогидратов,



пыныснима структур первой очерени.

- 1 Коробующение: 1 - Коробующение: 2 - Сланинская
- 3 Иевския; 4 Северо-Иевския;
- 5 Северо-Ханчаргинския;
- 6 Самиосках;
- Выпапенные:
- 1 Южно-Ладотынская-Ц;
- 2 Южно-Ладотынския-І;
- 3 Попты

Зоны разложов: ПІ - Шипкинская;

- ЗК Западно-Копинская
- ВК Восточно-Колминская;
- Верх. К. Верхненолиниская Вр. - Варандейская.

3HTH:

- А. Северо-Шапкинская;
- Б. Средне-Шанкинския;
- В. Южно-Шаппанска
- Северо-Западноволнинская;
 Соевно-Западноволнинская;
- Е. Северо-Восточновалнинския
- Ж. Средно-Восточноволиниска
- Северо-Верхнекольниския
 Средне-Верхнекольника
- К. Южно-Верхнеколнине
- Л. Северо-Варандейския
- М. Средне-Варандейска И. - Южно-Варандейска

Карта I. Схема размешения зон нефтегазонакопления (ЗНГН) в зонах разломов Тимано-Печорской провинции и направления геологоразведочных работ на нефть и газ:

- 1-5 границы: 1 Предуральского прогиба; 2 Печоро-Колвинского и Варандей-Адзывинского авлакогенов;
- 3 Колвинского мегавала (западная); 4 структур II порядка; 5 ЗНГН;
- 6 зоны разломов; 7 сдвиги; 8 залежи УВ; 9-10 сейсмопрофили и их номер: 9 отработанные,
- 10 рекомендованные; 11 рекомендованная параметрическая скважина и её глубина, км;
- 12-13 подготовленные структуры: 12 первой очереди и их номер; 13 второй очереди;
- 14-15 выявленные структуры; 14 первоочередные для подготовки под поисковое бурение и их номер;
- 15 второй очереди.

законсервированных ледниками в приполярных широтах. Об этом же свидетельствуют чисто газовые скопления в глубоких впадинах осадочного чехла.

Что касается глубин залегания нефтяных залежей, то они в основном приурочены к отметкам 2-5 км по двум причинам: залегание наиболее биопродуктивных слоев (главным образом в периоды мела и юры) и активной флотомиграции по термобарическим условиям. Такое распределение известных нефтяных месторождений по глубине сейчас трактуется как «нефтяное окно» [19, 20, 21 и др.], что на наш взгляд ничем, кроме статистики, не объясняется.

Проведенные автором расчеты показали, что на глубинах около 3000 м газ, даже при перенасыщении, не переходит в свободную фазу, т.е. остается в растворённом состоянии. Вследствие этого с данной глубины и ниже в пластах должно иметь место аномально высокое пластовое давление (АВПД). Результаты прямых замеров пластовых давлений приведены на рис. 4 и рис. 5, которые взяты из работ [22 и 23].

Положение зоны АВПД (рис. 5) по ряду площадей Западной и Восточной Сибири убедительно характеризует интервал глубин залегания продуктивных пластов, где нефтяные

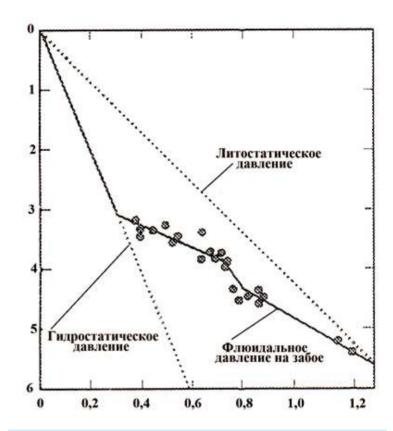
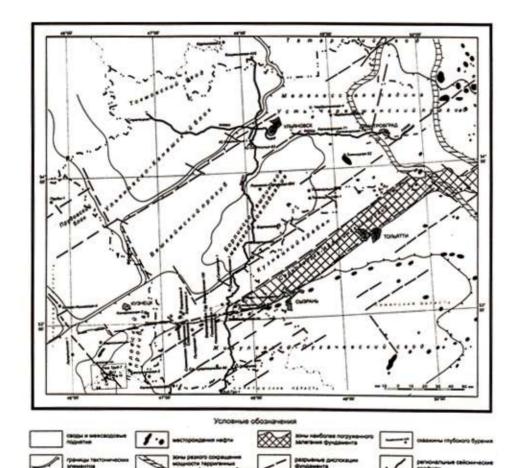


Рис. 4. Изменение пластовых давлений с глубиной.



скопления обязаны газовому переносу микронефти. Глубина 2800 м здесь является термобарической границей, которая указывалась нами выше в общем виде. Здесь же она определена по данным измерений В скважинах Верхне-суходудинского ризонта Восточно-Месна сояхской, Горчинской, Дерябинской, Джангодской, Малохетской, Надояхской, Паютской, Пакяхинской, Средне-Пясинской, Хабейской и Яровской разведочных площадях.

Выше 2800 м при флотомиграции нефти расположены нефтяные залежи с нормальным гидростатическим давлением, поскольку попутный газ находился в свободном (пузырьковом) состоянии.

Ниже 2800 м попутные газы находились в растворенном состоянии и выделялись в свободную фазу только при испытании пластов. Отсюда имеют место аномально высокие с коэффициентом 1,2÷1,3 пластовые давления в ловушках. Характерно то, что

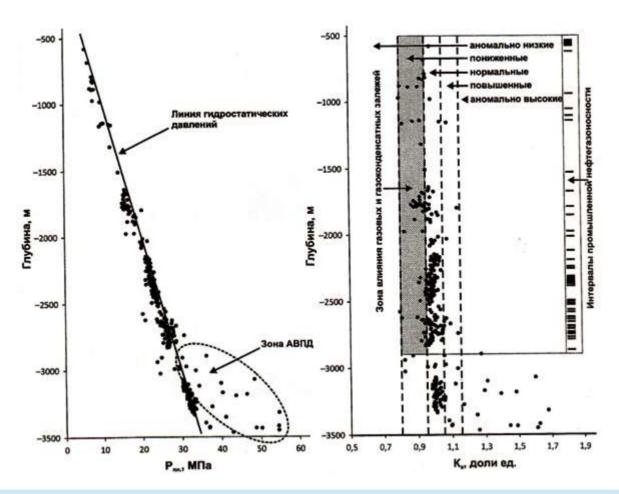


Рис. 5. Изменение пластовых давлений и коэффициента аномальности с глубиной [23].

газ здесь, находясь в растворенном состоянии, не ушёл и потому скоплений нефти не обнаружено. Из этих данных следуют два вывода:

- 1) пластовые газы имеют эндогенное происхождение;
- 2) отсутствие их движения за счёт архимедовых сил плавучести не образует скоплений нефти (не работает механизм флотомиграции).

Сущность флотомиграции дисперсной нефти можно изобразить, как показано на рис. 6.

Рассмотрим единичный акт продвижения нефтяной микрокапли через капиллярное сужение между зернами горной породы-коллектора. Как показано в работе [25] при переносе водой (что лежит в основе нефтяной гидрогеологии) сила сопротивления в 1000 раз превышает реальный градиент напора воды в недрах.

В нашем варианте миграции дисперсной нефти носителем является газ, выделяющийся в свободную фазу. Суммарная сила газового объёма, действующая на одиночную микрокаплю нефти, может быть любой достаточности, чтобы двигать её в капиллярно-поровой среде пласта-коллектора. Причём, на нефтяную микрокаплю, кроме её собственной плавучести, действуют две силы: сила, тянущая за счет адгезии (F_1) и сила, толкающая (F_2) . Результирующая подъемная сила (H):

$$\sum F = F_1 + F_2 = (V_1 + V_2) \cdot g \cdot \rho$$

где V_1 и V_2 — объемы газовой фазы ниже и выше микрокапли нефти соответственно (см. рис. 6), м³;

 ρ – плотность воды, кг/м 3 ;

g = 9.81 – ускорение свободного падения, м/с².

По термобарическим условиям флотомиграция нефти имеет место, начиная с глубин 3000 м и выше, где собственно и сосредоточены основные разведанные запасы нефти. Нефтяной этаж («нефтяное окно») гораздо шире в силу влияния тектонических факторов.

Газогидратные скопления в верхах осадочного чехла, приуроченные к разломам фундамента и лишенные

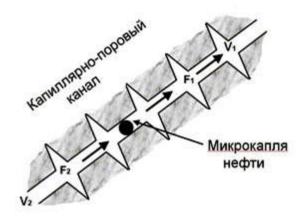


Рис. Б. Газовый перенос капельной нефти в породе-коллекторе.

присутствия нефти (даже её следов) - это ли не факт, доказывающий, что нефть является продуктом биосферы Земли, а газогидратный этаж есть результат дегазации глубоких недр её. Ресурсы метана в газогидратных залежах на суше оцениваются в 10 трлн. м³.

Для переноса 1 т нефти в условиях латеральной миграции требуется 150-200 тысяч м³ воды, что фантастично и нереально. Количество УВ-газов, выносимых через разломы коры, оценивается $[24] \sim 2,0 \cdot 10^9$ т/год. Этого сверх достаточно, чтобы с помощью флотомиграции собрать в залежи все известные запасы нефти, газов и газогидратов, тем более, что газовый флюид — вполне реальный движитель нефти в пористых и проницаемых пластах породного массива.

Интересно с этих позиций рассмотреть геологическую обстановку знаменитых нефтяных скоплений на Вьетнамском шельфе Южно-Китайского моря в пределах Кыулонгского нефтегазового бассейна (месторождения Белый Тигр, Черный Лев, Дракон и др.). Здесь нефтяные залежи находятся в необычном коллекторе - в трещиноватых гранито-гнейсах.

Поверх гранитного массива залегают миоценовые и олигоценовые терригенные осадки, которые не могли дать такое количество нефти (запасы залежи Белого Тигра превышают 600 млн. тонн, тогда как генерационный потенциал составляет около 100 млн. т, суммарные запасы Кыулонгского бассейна оцениваются в 2 млрд. т).

Вместе с тем о биогенном происхождении нефти говорят [25]:

- легкий изотопный состав углерода нефти, отвечающий биогенному исходному материалу (источнику);
- оптическая активность нефти залежей фундамента и нижнего олигоцена;
- нефти залежей фундамента и нижнего олигоцена содержат фитан и пристан (до 3% объёма) и ванадилпорфирины (до 10 ррм);
- полный набор биомаркеров стерановых и тритерпановых структур.

Недостаточная мощность покрывающих осадков на фундаментном выступе Белого Тигра, как нефтегенерирующей толщи по теории органического происхождения нефти, заводит геологов в тупик. По теории гибридного генезиса УВ [27] следует обратиться к нефтепроизводящим осадкам в дельте р. Меконг и конусе её выноса в море, коих вполне достаточно для питания залежей всего Кыулонгского бассейна. И тогда мы приходим к проблеме латеральной миграции нефти и её газового переноса в накопительные структуры. Что же касается собственно коллектора, то он в выкристаллического фундамента (КФ) ступах всегда представлен трещинной пустотностью верхней части гранито-гнейсового массива в виде зоны разуплотнения. Характерные примеры заимствованы из работы А.Е. Лукина [24] (см. рис. 7 а, б, в, г, д, е и рис. 8).

Совершенно очевидно, что река Меконг трассирует разлом коры, т.е. является газопитающим каналом для миграции микронефти. Она же - одна из крупных водных артерий, формирующих в устье конус выноса осадков, богатых органическим детритом. Именно здесь находится очаг нефтегенерации, откуда микронефть поступает в проводник – коллектор и транспортируется газом в ловушки. Ловушками служат эродированные выступы гранитных батолитов. Вот базовая модель вьетнамского феномена. Можно добавить лишь то, что генерация, эвакуация и флотомиграция продолжаются и

в настоящее время, т.е. накопительные структуры пополняются свежими порциями УВ.

На рис. 9 и 10 даны диспозиция открытых газовых и нефтяных залежей и разрезы структур (рис. 11, 12).

Пульсирующий подток глубинных газов хорошо проявляется периодическими «выбросами» метана. Этот факт отчетливо подтверждается устойчивостью циклического восстановления объёмов метана в составе попутного газа, растворённого в нефти центрального свода (рис. 12) структуры Белого Тигра в период с 1989 по 2004 г.

Феномен Белого Тигра и других месторождений Кыулонгского нефтегазоносного бассейна в том, что здесь в гранитном массиве мы имеем уникальный коллектор, не осложненный, как в пластовых залежах песчаников, глинистыми примесями, ухудшающими проницаемость, и «живой» метановый подток газа из глубинного разлома «Меридиан-109» и дислокаций Вьетнамского сдвига. Поиск подобных ловушек представляет большой интерес и для Китая в пределах его акваторий шельфа Южно- и Восточно-Китайских морей, а также Желтого моря.

Что касается приверженности автора органической природы нефти и неорганической природы газовых эманаций из недр планеты, то есть одно существенное доказательство тому.

Нефть очень часто подвергают масс-спектроскопическому анализу. Всегда в нефтях находят в огромном количестве только молекулы с нечетным числом атомов углерода. Соотношение нечетные/четные до 100 к 1. Если бы нефть (согласно абиотикам) образовывалась путем соединения легких углеводородов (тех самых газов до пентана, которые действительно есть в недрах и не являются органическими), то нет объяснения такого преобладания нечетных углеводородов. Однако, если нефть происходит из вещества живых организмов, которые в подавляющем большинстве содержат белки, липиды, пептиды и прочие соединения с четным количеством атомов углерода, то от органической молекулы просто отрывается СОООНгруппа, после чего остаются молекулы с нечетным числом атомов углерода.

Пока мы руководствуемся водным переносом УВ в недрах, мы теряем путеводную нить в поисках и прогнозировании новых возможных скоплений нефти и газа, которые остаются на ближайшее будущее стратегическим сырьем для промышленности и транспорта.

Органическое происхождение нефти делает её запасы исчерпаемыми, тем более, что используемые нами методы и технологии добычи нефти позволяют извлекать лишь 30–40% от объёмов, сосредоточенных в залежах.

Неорганическое происхождение газообразных УВ (в основном их валовом количестве), как продуктов дегазации Земли, является залогом их неисчерпаемости. Однако скорость и объёмы их поступления слишком низкие по отношению к темпам отбора из продуктивных пластов и залежей.

Поэтому поиски и разведка новых месторождений, особенно нефти, учитывая масштабы и объёмы её потребления, должны опираться на достоверную теорию миграции УВ, указывающую пути движения флюидов.

Заголовок данной статьи о миграции газов и нефти в пористых и проницаемых горных породах осадочного происхождения и отчасти в коренных породах фундамента предполагает перемещение дисперсной нефти в вертикальном и в латеральном направлениях не в газорастворенном или водорастворенном состояниях, а как совмещенное движение нефти с газовой фазой,

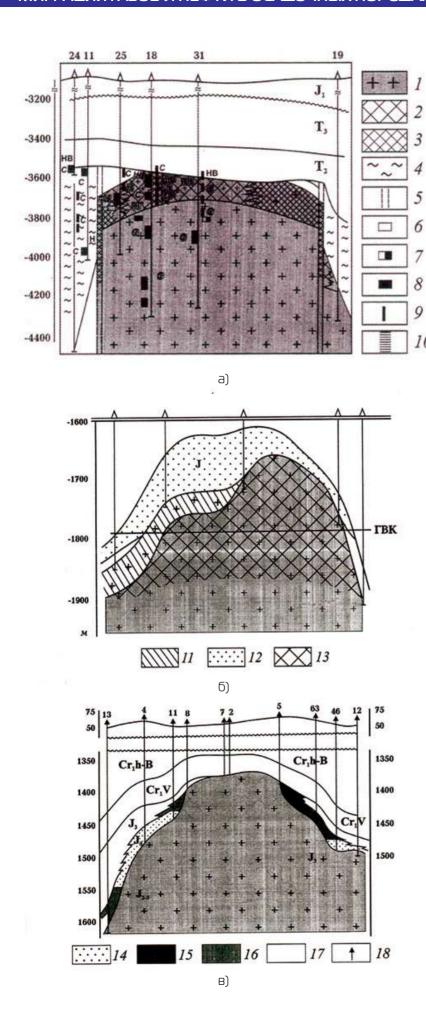


Рис. 7. Морфогенетические типы нефтегазоносных резервуаров в кристаллическом фундаменте а) геологический разрез месторождения Оймаша с промыслово-геологическими данными (Попков и др., 1986); б) схематизированный разрез Пунгинского газового месторождения (Берёзовский район Западно-Сибирской провинции), по Т.Н. Пастуховой, с изменения, с использованием материалов О.Н. Гатаулина, А.В. Жардецкого, Н.И. Ивановой; в) разрез Шаимского свода, по М.Я. Рудкевичу и С.И. Шишигину; 1 – гранитоиды различного возраста; 2 – зоны разуплотнения в гранитах; 3 – зоны дробления, связанные с тектоническими разуплотнениями; 4 – метаморфические породы, которые вместе с гранитным батолитом образуют верхнепалезойский кристаллический фундамент; 5 — разрывные нарушения; 6-8 – интервалы поглошения бурового раствора: 6 – незначительного (10-15 м 3 /сут), 7 – среднего (10-40 м 3 /сут), 8 – CNABHOLO; 9 – интервалы пластоиспытаний в открытом стволе; 10 – интервалы перфораций. Характер полученного флюида по пластоиспытателю: Н – нефть, НВ – нефти вода, $P\Gamma$ – pactbop asa, ВН – вода, нефть, газ, ΠH – перелив нефти. Характер полученного флюида при испытании в колонне: ФН – фонтан нефти, НН – незначительный приток нефти, C – «сухой» пласт; 11 – кора выветривания; 12 – юрские газоносные терригенные коллекторы; 13 – трешиноватость; 14 – песчаники; 15 – нефтеносные песчаники; 16 – глины и алевролиты; 17 – терригенные отложения; 18 – пробуренные скважины;

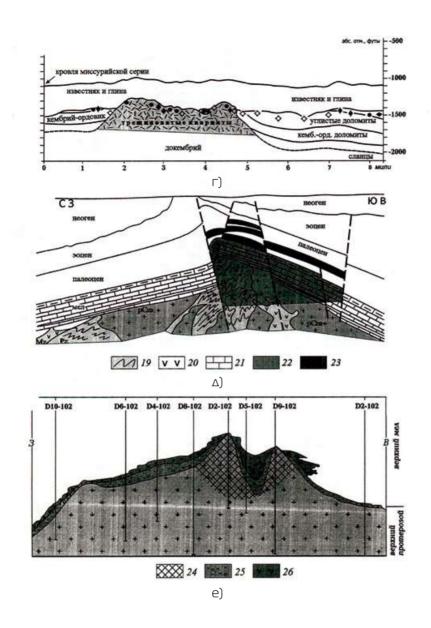


Рис. 7. Морфогенетические типы нефтегазоносных резервуаров в кристаллическом фундаменте г) разрез осадочного чехла и фундамента нефтяного месторождения Орт-Филд, по Дж. Уолтесу; д) схематический геологический разрез через месторождение Ла-Пас по И. Смиту с изменениями; е) геологический разрез месторождения Нафора-Ауджила, Сиртский бассейн по И. Вильямсу с изменениями.

- 19 палеозойско-мезозойские метаморфические породы гетерогенно фундамента;
- 20 порфириты;
- 21 известняки и доломиты;
- 22 тяжёлые нефти, мальты;
- 23 лёгкие нефти;
- 24 нефтеносные трешинные коллекторы в кристаллическом фундаменте;
- 25 грубообломочно-песчаные отложения кембро-ордовика;
- 26 лавовые покровы (неоком).

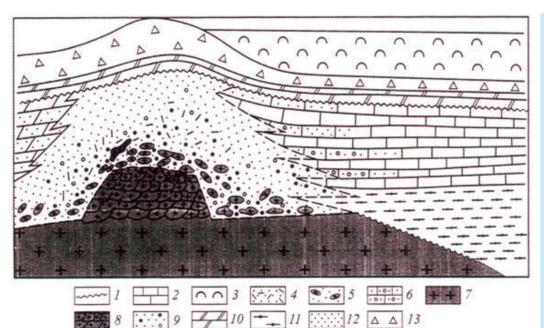


Рис. 8. Геологический разрез месторождения Пенхендл по Рірріп (1970) с изменениями.

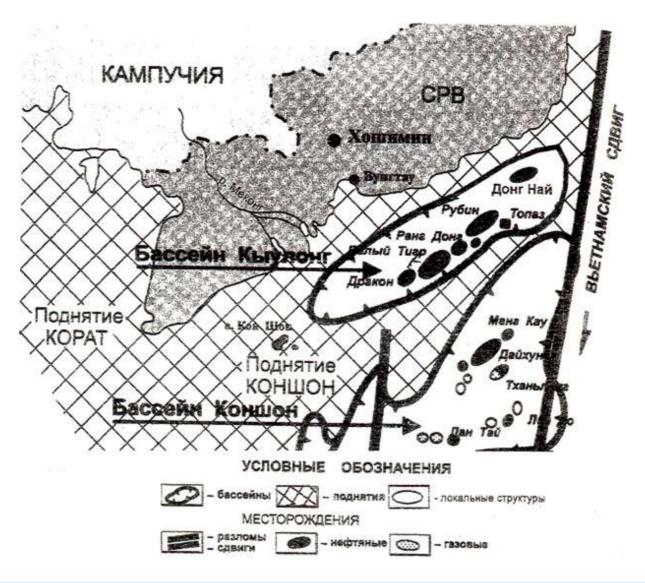


Рис. 9. Схема нефтегазоносных бассейнов на шельфе Южного Вьетнама.

находящейся в обособленном состоянии (в виде газовых миграции в газовом виде согласно дискутируемой ранее микропузырьков в пересыщенной жидкости). Именно в этом состоит коренное отличие флотомиграции от

гравитационной теории миграции нефти.

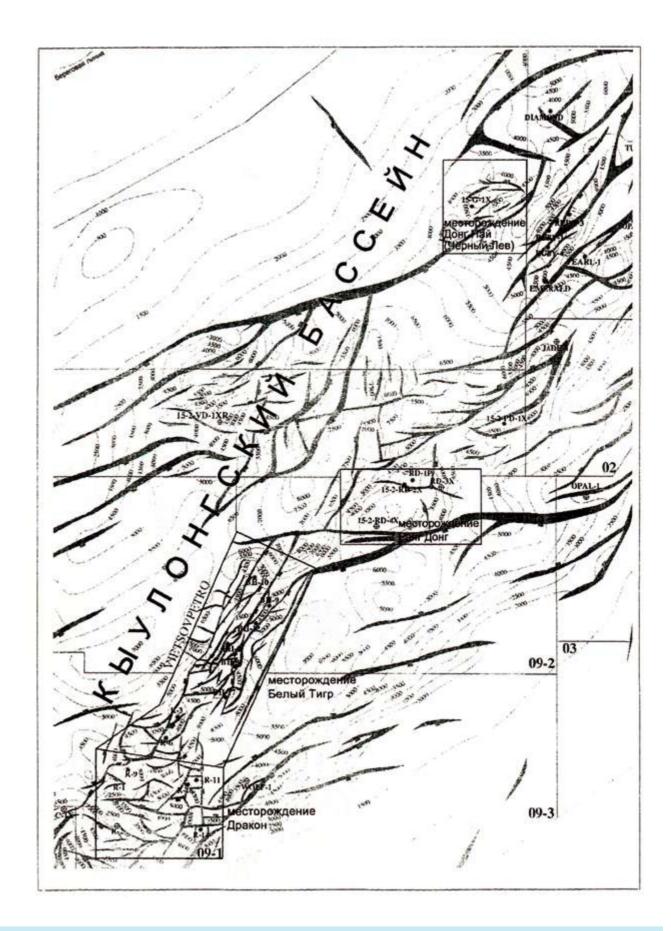


Рис. 10. Схематическая карта Кыулонгского нефтегазоносного бассейна.

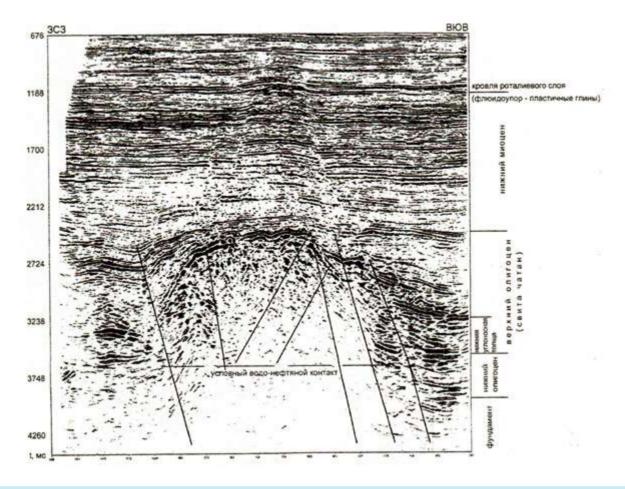


Рис. 11. Временной разрез через Центральный свод структуры Белый Тигр.

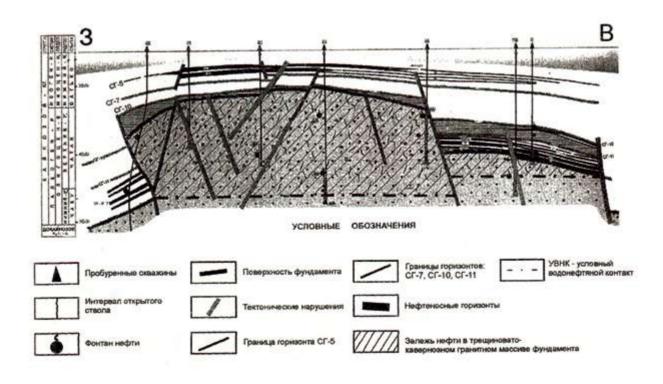


Рис. 12. Поперечный геологический разрез через сводовую часть месторождения Белый Тигр.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Иванников В.И. Вода и нефть. // Каротажник. Тверь: Ассоциация «АИС», 2008. вып.117.
- 2. Иванников В.И. Вода или газ? // Инженер нефтяник. - М.: 000 «Ай Ди Эс Дриллинг», 2011. - № 4. - с. 6-7.
- 3. Иванников В.И. Возможный механизм миграции и аккумуляции нефти и газа в породах-коллекторах и ловушках. // Геология нефти и газа. М.: АО «Геоинформмарк», 1995. №6.
- 4. Иванников В.И. К вопросу миграции нефти в природных резервуарах. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. №3.
- 5. Иванников В.И. Миграция флюидов при формировании залежей углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1998. №9.
- 6. Иванников В.И. Миграция углеводородов и её движущие силы. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. №3.
- 7. Иванников В.И. Флюидомассоперенос и фазовая зональность распределения углеводородов в осадочной толще земной коры. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. №5.
- 8. Иванников В.И. Газовый перенос нефти в пластах коллекторах. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. №12.
- 9. Иванников В.И. Газовая микроэмульсия, как несущая среда в процессе миграции рассеянной нефти в породах коллекторах. // Каротажник. Тверь: Ассоциация «АИС», 2009. №1.
- 10. Иванников В.И. Некоторые существенные заметки, касающиеся миграции углеводородов в пористых и проницаемых пластах. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. №2.
- 11. Иванников В.И. Газоосмотический массоперенос дисперсно-рассеянных углеводородов в породах-коллекторах. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. №6.
- 12. Иванников В.И. Природа аномальных пластовых давлений в коллекторах нефти и газа и её значение для поисков скоплений УВ. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. №3.
- 13. Иванников В.И. Заметки о растворении и выделении газов в жидкостях. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. №12.
- 14. Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли, масштабы и роль в нефтегазонакоплении. // Геология нефти и газа. М.: АО «Геоинформмарк», 1994. №9. с. 38-48.
- 15. Войтов Г.И. Химизм и масштабы современного потока природных газов в различных геоструктурных зонах Земли. // Российский химический журнал. М.: Российское химическое общество имени Д.И. Менделеева, 1986. т. 31. вып. 5. с. 533-540.

REFERENCES

- 1. Ivannikov V.I. Water and oil. // Karotazhnik. Tver: Association "AIS", 2008. vol. 117.
- 2. Ivannikov V.I. Water and gas? // Inzhener-neftjanik. M.: LLC "IDS Drilling", 2011. №4. p.
- 3. Ivannikov V.I. Possible mechanism of migration and accumulation of oil and gas in rocks-reservoirs and traps. // Geologija nefti i gaza. M.: JSC "Geoinformmark", 1995. №6.
- 4. Ivannikov V.I. To the issue of migration of petroleum in natural reservoirs. // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh mestorozhdenij M.: PJSC "VNIIOENG", 1996. №3.
- 5. Ivannikov V.I. Migration of fluids in the formation of hydrocarbon deposits // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh mestorozhdenij. M.: PJSC "VNIIOENG", 1998. №9.
- 6. Ivannikov V.I. Hydrocarbon Migration and its driving forces. // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh mestorozhdenij. M.: PJSC "VNIIOENG", 2000. №3.
- 7. Ivannikov V.I. Fluidmechanics and phase zonality of the distribution of hydrocarbons in the sediment of the earth's crust. // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh mestorozhdenij. M.: PJSC "VNIIOENG", 2000. №5.
- 8. Ivannikov V.I. Gas migration of oil into reservoirs. // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh mestorozhdenij. M.: PJSC "VNIIOENG", 2006. №12.
- 9. Ivannikov V.I. Gas-microemulsion as a carrier medium in the process of migration of the dispersed oil in the rocks reservoirs. // Karotazhnik. Tver: Association "AIS", 2009. №1.
- 10. Ivannikov V.I. Some important notes regarding the migration of hydrocarbons in porous and permeable formations. // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh mestorozhdenij. M.: PJSC "VNIIOENG", 2010. №2.
- 11. Ivannikov V.I. Atomatically mass transfer dispersed hydrocarbons in rocks-collectors. // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh mestorozhdenij. M.: PJSC "VNIIOENG", 2007. №6.
- 12. Ivannikov V.I. The nature of abnormal formation pressures in reservoirs of oil and gas and its importance for exploration of hydrocarbon accumulations. // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh mestorozhdenij. M.: PJSC "VNIIOENG", 2010. №3.
- 13. Ivannikov V.I. Notes on dissolution and release of gases in liquids. // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh mestorozhdenij. M.: PJSC "VNIIOENG", 2003. №12.
- 14. Valyaev B.M. Hydrocarbon degassing of the Earth, scope and role in the oil and gas accumulation. // Geologija nefti i gaza. M.: JSC "Geoinformmark", 1994. №9. p. 38-48.
- 15. Voitov G.I. Chemistry and scale of modernday flow of natural gases in different geostructural interpretation zones of the Earth. // Russian chemical journal. M.: Russian chemical society named after D.I. Mendeleev, 1986. -T. 31. vol. 5. p. 533-540.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u> (окончание)

- 16. Гаврилов В.П. Нефтегазоносность фундамента. // Геология нефти и газа. М.: АО «Геоинформмарк», 2000. №6. с. 44-49.
- 17. Рифтогенез и нефтегазоносность. Сб. научных трудов РАН. М.: «Наука», 1993. 206 с.
- 18. Тектонические факторы размещения зон нефтегазонакопления. Сб. трудов ВНИГРИ. Л.: ВНИГРИ, 1979. 155 с.
- 19. Вассоевич Н.Б. Геохимия органического вещества и происхождение нефти (Избранные труды). М.: Наука, 1986. 368 с.
- 20. Ермолкин В.И., Бакиров З.А. и др. Критерии прогноза фазовой зональности углеводородов в осадочных толщах земной коры. М.: Недра, 1998. 320 с.
- 21. Перрадон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа (пер. с франц.). М.: Мир, 1994. 359 с.
- 22. Баренбаум А.А. Нефтегазоносность недр: эндогенные и экзогенные факторы. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. М.: 2007. 46 с.
- 23. Новиков Д.А. Гидродинамика нефтегазоносных отложений неокома переходной области от Западно-Сибирского артезианского бассейна к Хатангскому. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. №2. с. 24-33.
- 24. Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (сб. статей). М.: «Геос», 2011. 504 с.
- 25. Рассел У.Л. Основы нефтяной геологии (пер. с англ.). Л.: Гостоптехиздат, 1958.
- 26. Донцов В.В., Савиных Ю.В., Трофимов В.А. Новый взгляд на механизм формирования залежей УВ в кристаллическом фундаменте на примере месторождения Белый Тигр. Известия РАЕН. М.: РАЕН, 2007. вып.15. с. 163-170.
- РАЕН, 2007. вып.15. с. 163-170. 27. Иванников В.И. Теория конвергенции углеводородов. // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. - №4.

REFERENCES (ending)

- 16. Gavrilov V.P. Petroleum potential of the Foundation. // Geologija nefti i gaza. M.: JSC "Geoinformmark", 2000. №6. p. 44-49.
- 17. Rifting and petroleum potential. SB. Scientific works of the Russian Academy of Sciences. M.: Nauka, 1993. 206 p.
- 18. Tectonic factors of the location of zones of petroleum accumulation. SB. proceedings of VNIGRI. Leningrad: VNIGRI, 1979. 155 p.
- 19. Vassoevich N.B. Geochemistry of organic matter and origin of oil (Selected works). M.: Nauka, 1986. 368 p.
- 20. Ermolkin V.I., Bakirov A.C. Criteria for phasing zone distribution of hydrocarbons in sedimentary strata of the earth's crust. M.: Nedra, 1998. 320 p.
- 21. Perrodon A. Formation and placement of oil and gas fields (translated from French). M.: Mir, 1994. 359 p.
- 22. Barenbaum A.A. Oil and gas potential of mineral resources: endogenous and exogenous factors. The dissertation on competition of a scientific degree of the doctor of geological-mineralogical Sciences. M.: 2007. 46 p.
- 23. Novikov D.A. Hydrodynamics of oil and gas deposits of the Neocomian of the transition region from the West Siberian artesian basin to Khatanga. // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh mestorozhdenij. M.: PJSC "VNIIOENG", 2014. №2. p. 24-33.
- 24. Degassing of the Earth and Genesis of oil and gas fields (collection of articles). M.: GEOS, 2011. 504 p.
- 25. Russell W.L. Fundamentals of petroleum Geology (translated from English.). Leningrad: Gostoptekhizdat, 1958.
- 26. Dontsov V.V., Savinykh Yu.V., Trofimov V.A. A New view on mechanism of formation of hydrocarbon deposits in the crystalline basement on example of White Tiger field. Proceedings of the Academy of natural Sciences. M.: Academy of natural Sciences, 2007. vol. 15. p. 163-170.
- 27. Ivannikov V.I. The Theory of convergence of hydrocarbons. // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh mestorozhdenij. M.: PJSC "VNIIOENG" release, 2001. №4.

VΔK 622.241

Классификация геологического разреза по условиям бурения его интервалов при проектировании рациональной конструкции поисково-разведочных скважин на месторождениях со сложными горногелогическими условиями

В.Ю. Близнюков – доктор техн. наук, профессор А.С. Повалихин - доктор техн. наук

Высокие риски в процессе строительства поисковооценочных и разведочных скважин из-за недостаточной
достоверности прогнозных значений геологотехнологических характеристик разреза проектной скважины, значительный объём исследовательских работ, а
также удалённость от баз ремонта, снабжения приводят к
значительным финансовым и материальным затратам нефтегазодобывающих компаний на поисково-разведочное
бурение. Снижение стоимости поисково-оценочных и разведочных скважин, особенно в регионах со сложными
горно-геологическими условиями, является актуальной
задачей и её решение возможно путём разработки
рациональной конструкции скважины, оптимизации технологических процессов её строительства.

Задачи, реализуемые поисково-оценочными и разведочными скважинами, особенности поисковоразведочного бурения предопределяют особые требования к конструкции скважин, технологии бурения, оборудованию, буровому инструменту, материальнотехническому обеспечению.

В методологическом отношении разработка конструкции таких скважин сводится к выделению технологически совместимых интервалов бурения и обоснованию рационального варианта конструкции, которая решается с применением экспертных методов и базируется на промыслово-геофизической информации по пробуренным скважинам-аналогам или близко расположенным площадям. Эффективность такого подхода во многом определяется качеством исходной информации о горногеологических и технологических условиях бурения, а также опытом специалиста, принимающего решения. Известны случаи, когда скважины, вследствие несоответствия их конструкции условиям бурения, не были доведены до проектной глубины, и подлежали ликвидации, или им изменяли задачи.

Совмещение проектных и оперативных работ, проводимых при строительстве глубоких разведочных скважин, отличающихся значительной неопределенностью геологического разреза [1, 2], требует создания четкой блок-схемы процесса взаимоувязки и взаимодействия решений, принимаемых на каждой из этих стадий (проектирования и реализации проектной конструкции скважин). Сложность заключается в необходимости обеспечения не только своевременности получения информации, нужной для принятия или корректировки технико-технологического решения по изменению конструкции скважины, но и достаточного уровня информативности представляемых данных.

Максимальное повышение надёжности именно прогнозных данных имеет целью предупредить осложнения, так как технологические сведения, полученные в момент осложнения, являются наиболее информативными. Однако, использование технико-технологических данных, полученных в процессе бурения, для проектирования скважин затрудняется из-за отсутствия официально признанных методик привязки геолого-технической информации к условиям их разреза.

Имеется ряд работ [3-8], в которых рассматриваются фактические значения предельных градиентов давления бурового раствора, вызывающих различные осложнения в затрубном пространстве при бурении. Кроме того, в них обосновывается необходимость учёта этих особенностей при сопоставлении в каждом случае осложнений с уровнем порового (пластового) давления в приствольной зоне скважины. Эти работы позволяют приступить к решению общей задачи формирования единой системы, определяющей получение и использование всех новейших видов информации.

Основной характеристикой геологического разреза, с которой закономерно связаны практически все причины

осложнений в скважине, является градиент порового (пластового) давления $\gamma_{\rm n.r.}$. На взаимосвязи данного параметра и причин возникновения осложнений вполне ярко проявляется роль возможного набора условий бурения скважины. Величина $\gamma_{\rm n.r.}$ фактически является базовой характеристикой, увязывающей в единое целое все информационные потоки, формируемые различными

службами, и позволяющей сопоставить уровни их доверительности, а также сравнительную степень влияния на выбор и корректировку конструкции скважины в конкретных горно-геологических условиях.

Разработана блок-схема процесса взаимной увязки информации, используемой на всех стадиях проектирования и строительства скважины (рис. 1).

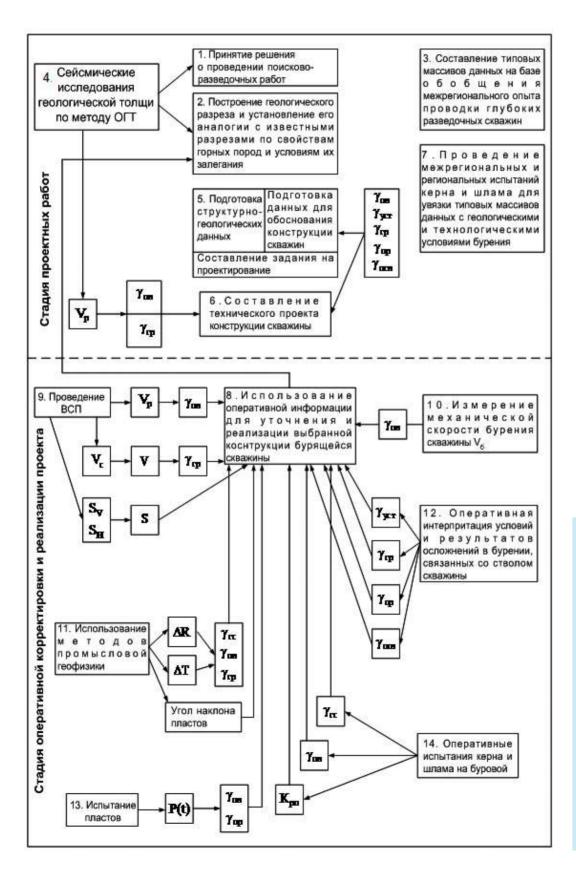


Рис. 1. Схема получения и использования информа-TNN H9 стадии проектирования реализации KOHструкции скважины уплг – градиент поглошения; γ_{np} — градиент флюидопроявлений; $\gamma_{\rm пл}$ – градиент пла-СТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (порового) давле- γ_{rp} — градиент гидроразыва пласта; $\gamma_{
m ycr}$ — градиент устойчивости стенок скважины: $V_{
m P}$ – СКОРОСТЬ УПРУ-ГИХ ПРОДОЛЬНЫХ ВОЛН

Сопоставление предлагаемой схемы с существующей практикой уже на проектной стадии работ выявляет отличия, существенно изменяющие процесс выбора конструкции скважины.

Принципиальная особенность блок-схемы заключается в том, что основу всего процесса принятия техникотехнологических решений составляют показатели свойств горных пород и условия их залегания в геологической толще [9]. При этом они должны представляться, как непосредственно числовыми величинами (характеристики пород, значения давления, температуры, углов залегания), так и с помощью формализованных понятий (по литолого-фациальному описанию отложений, структурнотекстурной характеристике строения горных пород и др.). Указанное позволяет проводить в блоке 2 формализованное сопоставление горных пород и условия их залегания, относящихся к различным геологическим толщам, с целью установления аналогии. Формализованное сопоставление должно проводиться по показателям, определяющим данный технологический процесс, либо процесс, вызывающий осложнение при бурении [9].

В качестве классификационных показателей, по которым должно выполняться сравнение, применительно к фильтрационным процессам в приствольной зоне, должны приниматься градиент $\gamma_{\rm пл}$ [МПа / 100 м], и показатель Ψ сплошности породы (категория). Первый показатель

определяет уровень пластовой энергии в геологическом массиве, в котором должно происходить перемещение флюида, второй обусловливает уровень фильтрационных сопротивлений в приствольной зоне скважины. Величина Ψ определяется (табл. 1) на базе данных о названии горной породы и значений для неё скорости упругих продольных волн [10].

При сравнении геологических разрезов применительно к процессу нарушения устойчивости глинистых пород, слагающих стенку скважины, наиболее значимыми являются: литологический тип горной породы; градиент $\gamma_{\rm пл}$, скорость ($V_{\rm P}$ [км/с]) упругих продольных волн. Первый показатель выделяет качественную основу свойств породы, второй - учитывает уровень разупрочняющей энергии в породе, третий - оценивает степень разуплотнения (разупрочнения) породы в пласте.

Установление аналогии геологических разрезов применительно к гидроразрыву пластов может основываться на учёте таких показателей, как $\gamma_{\rm пл}$ и $V_{\rm P}$. Величина $\gamma_{\rm пл}$ — обусловливает уровень гидравлического распора в поровом пространстве породы, а $V_{\rm P}$ — степень податливости (жесткости) скелета горной породы, влияющей на распространение трещины гидравлического разрыва пласта.

Для обеспечения возможности установления взаимной аналогии рассматриваемого геологического разреза

Таблица 1. Таблица классификационного соответствия показателя ψ сплошности горных пород их литолого-геофизической характеристике.

Описание горных пород и характера их нарушений	Нормированная величина задержки расщепленных сейсмических волн	Характер фильтрации	Показатель ψ сплошности
Тектонические нарушения в твёрдых породах	Оценивается с помощью способа выделения дифрагированных объектов по данным ВСП либо ОГТ	Катастрофические поглощения раствора	0
Трещинно- кавернозные породы	0,006	Сильные поглощения раствора	0-1
Твёрдые породы с системами раскрытых трещин	0,002-0,006	Поглощения раствора	1
Песчаники		Поглощения фильтрата при репрессии на пласт	1-2
Твёрдые породы с системами закрытых трещин		Поглощения фильтрата при репрессии на пласт	2
Песчаники с глинистым цементом	0-0,002	Поглощение фильтрата с набухающим цементом	2-3
Сланцы		Слабое поглощение фильтрата	3
Аргиллиты		Локальное поглощение фильтрата в контактной зоне	3-4
Влажные глины		Отсутствие фильтрации	4

с ранее изученным разрезом, применительно к оценке условий возникновения в нём осложнений, должно проводиться сравнение соответствующих классификационных показателей с учетом необходимости их совпадения с точностью не менее ±20%.

Существенной особенностью предлагаемого методического подхода является, как это видно из блок-схемы (см. рис. 1), комплекс блоков 3 и 7, предназначенных для обеспечения пользователей информационно-справочными данными о приствольной зоне проектируемой скважины. Эти данные должны быть привязаны к её геологическому разрезу с помощью результатов работ согласно блоку 4. От работоспособности связки блоков 3, 4 и 7 значительно зависит эффективность последующего функционирования методики на всех стадиях процесса строительства скважины.

Структура предусмотренных блоком 3 типовых массивов разрабатывалась на основе обобщения данных бурения и анализа осложнений при реализации конструкции скважин с целью обоснования и разработки региональных альбомов конструкций скважин. При этом учитывались новейшие достижения полевой сейсморазведки, и вертикального сейсмического профилирования (ВСП) и промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС).

В настоящее время возможности методов полевой и скважинной сейсморазведки достаточны для обеспечения геологических служб информацией о геологическом разрезе бурения, необходимой для обоснования принимаемых технико-технологических решений. Следует лишь отметить, что увязка промысловых данных с геофизическими характеристиками геологического разреза недостаточна для полного решения задачи оперативного выбора конструкции скважин, поскольку геофизические показатели, получаемые непосредственно методами сейсморазведки, не отражают особенностей влияния бурового раствора на приствольную зону скважины.

Поэтому первоочередной задачей является, с одной стороны, косвенная оценка особенностей поведения, главным образом, глинистых разностей, в геологическом разрезе, а с другой стороны, проведение дополняющей априорно-накопленному и увязанному ПО с классификацией горных пород регионов массиву характеристик процесса воздействия раствора на горную породу до использования при реализации принятой конструкции скважины. Проведение этих работ предусматривается блоком 7 (см. рис. 1). Из него видно также, что в соответствии со структурной схемой проектной стадии работ по методике выбора конструкции глубоких разведочных скважин предусмотрено систематическое поступление в блок 2 информации, накапливаемой в процессе проводки каждой очередной скважины. Благодаря этому осуществляется оптимизация процесса проводки разведочных скважин на геологической структуре, главной составной частью которого является совершенствование конструкции скважины.

Основное содержание работ на стадии проектирования конструкции глубоких разведочных скважин сводится к тому, чтобы процесс построения совмещенных графиков предельных градиентов давления бурового раствора был обеспечен априорной информацией, надежно привязанной к проектному геологическому разрезу с помощью методов сейсморазведки [9]. Привязка осуществляется на базе данных о типе горных пород и скорости $V_{\rm P}$, по которым рассчитывается ключевая характеристика. Значения $\gamma_{\rm III}$ и $V_{\rm P}$ для выявления характеристики горных пород позволяют,

как указывалось выше, привязывать к ним необходимые геолого-технологические характеристики на основе принципа аналогий.

Работы по блокам 3 и 7, что видно из рис. 1, должны дать на выходе региональные информационносправочные массивы с приложением к ним поправочных коэффициентов (устанавливаемых с помощью блока 7), определяющих влияние качественных показателей бурового раствора на величину градиентов $\gamma_{\rm rp}$ гидроразрыва пласта, устойчивости $\gamma_{\rm уст}$ стенки скважины, поглощения $\gamma_{\rm шл}$ и флюидопроявлений $\gamma_{\rm mp}$, которые необходимы для построения совмещенных диаграмм с целью установления интервалов совместимых условий бурения.

Рассмотренное информационное обеспечение предназначено для решения в полном объёме задачи выбора конструкции, как первой скважины на геологической структуре (в том числе параметрической), так и последующих разведочных скважин. Эта задача решается с помощью блока 6, в котором реализуется соответствующий раздел методики выбора конструкции глубоких разведочных скважин.

Стадия информационного обеспечения реализации оперативной корректировки конструкции глубоких разведочных скважин (см. рис. 1) разработана с внесением коренных изменений в практику осуществления этого процесса. Здесь так же, как и на стадии проектных работ, главный упор сделан на привлечение к принятию технологических решений тех видов информации, которые традиционно использовались лишь для решения геологических задач. В первую очередь, это относится к использованию в технологических целях результатов проведения ВСП (блок 9, рис. 1) и оперативной информации по шламу (блок 14, рис. 1), благодаря которым можно максимально учитывать свойства вскрываемых горных пород, их состояние и склонность к физико-химическому взаимодействию с буровым раствором.

Данные ВСП, позволяющие исследовать горный массив, окружающий скважину, и геологический разрез предстоящего интервала бурения ниже забоя скважины, существенно расширяют возможности технологической службы при принятии решений по корректировке конструкции скважин.

В первую очередь, нужно отметить возможность на основе отношения скоростей продольных $V_{\rm P}$ и поперечных $V_{\rm C}$ волн оценки физико-механических свойств горных пород, определения прогнозных значений градиента $\gamma_{\rm TP}$, оценки боковой составляющей горного давления, которые необходимы для прогнозирования устойчивости стенки скважины.

Важной особенностью ВСП является возможность оценки структурно-текстурного состояния горных пород, характера нарушения их структуры системами трещин и другими поверхностями пониженного сцепления [9]. Эта возможность следует из способности сейсмических волн к поляризации, т.е. к изменению на границе отражения направления колебаний частиц горной породы внутри отраженной волны. Изменение при последующем движении к приёмнику скорости поляризованных волн (волн, при которых частицы породы могут смещаться при колебаниях внутри бегущей волны в строго определенных направлениях) с учётом направления движения волн позволяет оценить пространственное распределение в горной породе нарушений её структуры в виде трещин, поверхности сланцеватости и др. Это повышает достоверность и

надежность процесса перенесения опыта строительства скважин, пробуренных ранее на заданной площади и геологически однотипных площадях заданного региона, на последующие скважины. Перенесение подобного опыта с других регионов также может осуществляться, но только после их достаточной взаимной литологофациальной идентификации. Последняя осуществляется путём сопоставления результатов работ по программе ВСП ПГР (построение геологического разреза по данным ВСП) с использованием материалов по построению сводных геологических разрезов сравниваемых площадей.

На базе использования различных методов измерений в геологической толще должны выделяться участки, информационные модели которых, применительно к условиям на стенке скважины, могут быть отнесены к типовой модели зоны (тела) фильтрации (зона поглощения либо флюидопроявления), либо к типовой модели зоны (тела) неустойчивости (зона кавернообразования, сужения ствола и др.). Таким образом, при оценке аналогии разрезов бурения на стадии проектирования скважины необходимо добавить формулировку информационной модели зоны гидроразрыва пласта. При этом каждая модель должна описываться комплексом характеристик, на базе которых можно было бы ранжировать модель с учетом повышения степени тяжести возможного осложнения при бурении.

При рассмотрении возможностей установления аналогии геологических разрезов на стадии проектного выбора конструкции скважины уже были приведены информативные показатели указанных трёх моделей зон возможных осложнений при бурении. Переход к их оценке с помощью методов ВСП, с одной стороны, связан с повышением точности определения однотипных характеристик горной породы, с другой — он позволяет непосредственно приступать к определению такой сложной характеристики, какой является сплошность горных пород, оцениваемая с помощью обобщенных таблиц.

Будучи основным методом по информационному обеспечению оперативного выбора конструкции глубоких разведочных скважин ВСП нуждается в привязке определяемых им в прогнозном плане характеристик к характеристикам физико-механическим фактическим вскрытых бурением горных пород и к возможному влиянию заполняющего скважину бурового раствора. Для этой цели в блок-схему введен блок 14 (рис. 1), согласно которому путем физико-механических экспресс-испытаний шлама и керна горной породы в соответствии с РД 39-3-679-82 [10] оцениваются механические показатели, показатели у сплошности породы и её разуплотнения (набухания) на контакте с буровым раствором. Кроме того, по шламу проводится экспресс-оценка проницаемости горных пород, вскрываемых бурением. Отмеченные показатели в соответствии с разработанной методикой проектного и оперативного выбора конструкций глубоких разведочных скважин позволяют реализовать определение интервалов геологического разреза скважины, совместимых по условиям бурения.

Кроме рассмотренных блоков 9 и 14 на стадии оперативной корректировки и реализации конструкции скважины представлены блоки 10-13, использование которых является традиционным. При этом блоки 10 и 12 выполняются с помощью станции геологотехнологических исследований (ГТИ), блоки 11 и 13 обслуживаются промыслово-геофизическими службами по каротажным работам. Информация в блоке 8,

представляемая указанными блоками, используется в соответствии с известными нормативными документами и служит целям построения геологического разреза в процессе проводки скважины, оценки внутрискважинных и пластовых давлений, обеспечивает установление фактических показателей условий проявления различных осложнений при бурении скважины.

образом, разработанное информационное обеспечение функционирования процессов [9] выбора и оперативного корректирования рациональной конструкции глубоких скважин в сопоставлении с существующей практикой уже на проектной стадии работ выявило принципиальные отличия, изменяющие сущность процесса выбора конструкции скважины. Важным является то, что взаимоувязана информация, получаемая в результате исследований полевой и скважинной геофизики, промыслово-геофизических исследований, экспресс-испытаний керна и шлама, а также использования испытателей и опробователей пластов. Это нашло отражение в созданной блок-схеме процесса взаимоувязки информации, используемой на всех стадиях проектирования и строительства скважины (рис. 1).

В рамках блок-схемы получение и использование информации для выбора конструкции скважины, её реализации и оперативной корректировки, особую роль играет априорная справочная информация по удачному опыту проводки скважин в регионах глубокого бурения, которая должна быть в каждом конкретном случае достоверно привязана к конкретному геологическому разрезу. Здесь важным является привязка к разрезу как других регионов, так и соседних площадей и скважин. Согласно блок-схеме, такая привязка осуществляется основании результатов сейсморазведки, которые представляют геологическую толщу по объективным данным. При этом главная задача состоит в том, чтобы характеристики, получаемые на базе методов сейсморазведки, имели достаточную информативность для выявления тех основных особенностей, данные по которым в качестве позитивного опыта переносятся в другие точки горного массива.

Промысловый опыт в увязке с материалами по составлению региональных альбомов конструкций скважин позволили разработать форму представления информации (табл. 2) в виде типовых массивов вариантных региональных данных, назначение которых сформулировано в работе [11]: «Типовые массивы вариантных (в виде диапазона значений) региональных данных для прогнозной оценки характера и степени осложнённости процесса проводки глубоких разведочных скважин в сопоставлении с уровнем возможностей получения необходимых прогнозных сведений о геологическом разрезе с помощью сейсморазведки, вертикального сейсмического профилирования (ВСП) и методов промысловой геофизики (ГИС)».

Предусматривалось дать ряд наиболее характерных типовых массивов, характеризующих геологические разрезы районов глубокого разведочного бурения в России, и с целью отражения существующих в них условий, было решено представлять в таблице только те типы горных пород, которые в выделяемом интервале ответственны за склонность к осложнениям. При этом указывается литологический тип горной породы, ответственный за осложнение. Важным условием при этом является требование о представлении для этой (или аналогичной) горной породы также и противоположных

Таблица 2. Типовые информационные массивы.

сопоставления определяемых	промыслово- геофизические исследования скважин (ГИС)	11						
Перечень предназначенных для сопоставления с данными граф 3-8 показателей, определяемых методами:	вертикального сейсмического профилирования (ВСП)	10						
Перечень пред	сейсморазведки	6	(oe)					
ающие авления циента ия (±∆γ)	м ООТ\вПМ ,выдевродрит	∞	ое (Ищерск	+0,64 +0,64	+0,73		- +0,24 - +0,53 +0,53	- +0,29 - +0,63
Типы осложнений и вызывающие их отклонений градиентов давления бурового раствора от градиента орового (пластового) давления $(\pm\Delta\gamma)$	поглощение бурового раствора, МПа / 100 м	7	месторождений Терское (Ищерское)	1 1 1	- +0,35	+0,35	- - - +0,15	- +0,19 - +0,17
Типы осложнений и их отклонений гради бурового раствора порового)	нарушение устойчивости стенок, МПа / 100 м	9	есторожде	90′0+	- +0,21	- +0,21 +0,08	+0,08	+0,08
Типы с их откло бурово порового	(1)оε61-(н)этфэн-(а)одоа эмнэпакодп	5	разрез	1 1 1	1 1 1	- +0,26	0,08 - 0,05	- +0,08 - +0,07
	Тип породы, ответстве осложнение при бу	4	Типовой	песчаник песчаник глина	мергель песчаник глина	песчаник глина глина песчаник (Ищ.)	глина песчаник глина (Ищ.) песчаник (Ищ.) песчаник (Ищ.)	глина алевролит глина (Ищ.) песчаник (Ищ.)
(отовотовг м О	л) отоводоп ытнэидьд] ОГ\БПМ ,кинэпавд	3		1,0 1,1 1,2	1,2 1,05 1,05	1,05 1,05 1,9 1,0	2,0 2,0 1,65 1,65 1,65	1,95 1,95 1,65 1,65
внидуп] кинблэлбе		2		50-300 300-750 750-2210	2210-2380 2380-2650	2650-3000 2900-3000 2700-2950	3000-5000	5000-5800
кинэпэдεв	кинөпөдεбддоп өихэөчифьдтитьдтЭ			Мэотис+В.Сармат	Сармат Карачан	Чокрак+ Тархан	В.Майкоп	Н.Майкоп

Таблица 2 (окончание). Типовые информационные массивы.

11	.доqп втэдоqп кмэqв эональвадэтни и ү кинэчьне эннтэчэьд ,Т∆ нпов _{qт} ү					и ү кинэчьне эннтэчэсд, ТА ндов продугий и у кинэченые эннтэчэс						
10	.t. acu.	овпп , q ,₃V ннвд ;	и у _{гр} волн рна µ,	γ r- .⊬9q occo	скоро , знач , попе П ,фес онах тр	расч рості 1-е ко	СКС ,		орость 9-ня	трод. волн , пласт. ск , расч. зна данные о атости	_{qт} γиγ R-Р/ _o V нпоа.Р€	расч. знэ попере
6	d • d • 1	√ нпое пү и ү	. ДО(RNH	дп ат Эквне	этные скорос	таст. Эчэвд	П			нпоа .дод ү и ү кинэ		
∞		-	-	-	-	-	-	ское		- - -+0,76	92'0+	- - - - - - - - - - - - - - - - - - -
7	+0,12	+0,12 +0,10	-		+0,10	+0,11	+0,11	і Дмитровское			1 1 1	- - +0,14
9			+0,07	90′0+	-	-	-	месторождения	-0,70 -1,10 -0,70	-1,30 -0,60 -0,84 -	-0,84	-0,50 -0,42 -0,30 -
5	+0,07 +0,06	+0,07	•		+0,06	+0,06	90'0+	разрез	1 1 1	1 1 1 1	1 1 1	- - - +0,12
4	мергель мергель (ИЩ.)	известняк известняк (Ищ.)	глины	мергели (Ищ.)	алевролит (Ищ.)	песчаник (Ищ.)	известняк (Ищ.)	Типовой	глина глина глина	глина глина глина песчаники	глина глина песчаники, мергели	глина глина глина алевролиты
33	1,7 1,4	1,7 1,4	1,7	1,4	1,4	1,6	1,6		1,8 2,2 1,8	2,3 1,7 2,0 1,16	2,0 1,1 1,16	2,3 1,94 1,89 1,9
2	5800-5900 4280-4360	5900-6170 4360-4640	6170	4640-5160	5160-5400	5400-5670	9670		104-540 540-690 690-840	870 950-1045 1245 864-1260	1275 1880-2185 1260-2226	2240 2445 2820 2226-3070
1	Фораминиферовые	Верхний Мел	Нижний мел	Альб+Апт	Баррем+ Готерив	Валанжин	Верхняя юра		Сармат	Карачан	Чокрак	Верхний Майкоп

по их диапазону значений, чтобы можно было контролировать механизм процесса и сопоставлять его с параметрами информационного пространства построенного по сейсмическим данным. При этом характеристики сейсмических данных представляются в виде упорядоченного (ранжированного) ряда, способного вмешать новые данные в соответствии с изменением сейсмической информации. Однако при этом необходимо учитывать ограничения применительно к методикам расчета сейсмических параметров в зависимости от сложности геологического строения регионов. Вопрос о том, какие характеристики предоставляются геофизической службой, решается на основании сопоставления сведений о сложности геологических разрезов в регионе с ограничениями применительно к методу ОГТ (отраженной глубинной точки), является наиболее информативным.

Структура представления информационных массивов состоит из трёх групп граф в табличной форме [11]. В первой из них (см. табл. 2) указаны основные сведения о геологическом возрасте, глубине залегания и величине порового давления в горных породах, ответственных за осложнения при бурении в рассматриваемом регионе с

указанием литологического типа породы и (в скобках) сокращенного названия площади.

Во второй группе граф (графы 5-8 таблица 2) для каждого из типов осложнений указаны количественные значения отклонений градиентов (в МПа/100 м) давлений бурового раствора от градиентов порового давления в данной породе.

В третьей группе граф таблицы (графы 9-11 таблица 2) по каждому из геофизических методов (т.е. методу сейсморазведки, вертикальному сейсмическому профилированию и методов промыслово-геофизических исследований скважин) приводится перечень, в котором указаны те характеристики, которые используют для увязки с параметрами второй группы граф. Это позволяет любому новому значению геофизического параметра отыскать соответствие нового значения из граф 5-8 благодаря интерполяции внутри диапазона этих данных.

Таким образом, типовые информационные массивы по соответствующему региону могут быть использованы для прогнозирования предельных значений градиентов плотности бурового раствора по геофизическим данным.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Близнюков В.Ю. Методичні основи проектування та оперативного вибору конструкцій глибоких розведувальніх свердловин // Тез. докл. Міжнародна науково-практична конф. «Проблеми і шляхи енергозабеспечения Украіни», 7-10 грудня, 1993 року. Івано-Франківськ: ІФІНГ, 1995. с. 83-84.
- 2. Близнюков В.Ю. Геолого-технологические условия проектного и оперативного выбора рациональных конструкций глубоких скважин // Нефтяное хозяйство. М.: 3AO «Издательство нефтяное хозяйство», 1995. с. 18-22.
- 3. Абдуллаев А.Д., Ядуллаев Н.Я., Гаджиев Н.А. и др. Особенность технологии проводки скважин на площадях междуречья Куры и Иори. // Азербайджанское нефтяное хозяйство. Баку: редакция журнала "Азербайджанское нефтяное хозяйство", 1981.— № 7. с. 42—46.
- 4. Аветисян Н.Г. Выбор плотности бурового раствора при разбуривании глинистых отложений. ЭИ. Сер. Бурение. М.: 1978. №5. с. 4-7.
- 5. Аветисян Н.Г. Природа образования каверн в стволе бурящейся скважины. // НТС. Сер. "Бурение". М.: ВНИИОЭНГ, 1966 №3. с. 10-12.
- 6. Александров Б.Л., Григорьев В.И., Макаров В.П. Определение и прогнозирование аномально высоких пластовых давлений геофизическими методами // ЭИ. Нефтегазовая геология и геофизика. М.: ВНИИЭНГ, 1973. 80 с.
- 7. Байдюк Б.В., Шрейнер Л.А. Расчет устойчивости горных пород в скважинах. // Вопросы деформации и разрушения горных пород при бурении: ТНТО. сер. "Бурение ". М.: Недра, 1975. 293 с.
- 8. Ищенко И.М., Севальщук А.П. К вопросу выбора плотности бурового раствора при бурении скважин в упруго-пластичных породах Известия Вузов, Серия Нефть и газ, 1984, №6, с. 17-22.

REFERENCES

- 1. KBliznyuki Y.V. Methodical fundamentals of design and operational selection of designs exploration deep wells // proc. Dokl. International scientific-practical conference. "Problems and ways of energoobespechenie of Ukraine", 7-10 December, 1993. Ivano-Frankivsk: FR, 1995. p. 83-84.
- 2. Bliznyuki V.Y. Geological and technological conditions of the design and operational choice of rational constructions of deep wells // Neftjanoe hozjajstvo. M.: CJSC "Publishing house of oil industry", 1995. p. 18-22.
- 3. Abdullaev A.D., Abdullaev N.I., Hajiyev N. etc. A feature of the technology drilling operations on the areas of the interfluve of the Kura and Iori. // Azerbaijan oil industry. Baku: the editorial Board of the journal "Azerbaijan oil industry", 1981. №7. p. 42–46.
- 4. Avetisyan N.G. The choice of mud weight during drilling of clay deposits. EI. Ser. Drilling. M.: VNIIOENG, 1978. №5. p. 4-7.
- 5. Avetisyan N.G. The nature of the formation of cavities in the barrel of the well drilled. // NTS. Ser. "Drilling". M.: VNIIOENG, 1966 №3. p. 10-12.
- 6. Alexandrov B.L., Grigoriev V.I., Makarov V.P. Determination and prediction of abnormally high formation pressures by geophysical methods // Of the EQ. Neftegazovaja geologija i geofizika. M.: VNIIOENG, 1973. p. 80.
- 7. Baydyuk B.V., Schreiner L.A., Calculation of the stability of rocks in boreholes. // Deformation and destruction of rocks during drilling: TNTO. ser. "Drilling ". M.: Nedra, 1975. 293 p.
- 8. Ishchenko I.M., Seval'shhuk A.P. Cialisuk In reference to question the choice of mud weight while drilling wells in the elastic-plastic rocks. Izvestiya vuzov, Series of Oil and qas, 1984. № 6. p. 17-22.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

- 9. Близнюков В.Ю. Научные основы управления разработкой рациональных конструкций глубоких и сверхглубоких скважин в сложных горногеологических условиях. дисс. на соискание уч. ст. доктор техн. наук. Ухта: УГТУ, 2007. 430 с.
- 10. РД 39-3-679-82. Методическое руководство по определению и использованию показателей свойств горных пород в бурении. М.: ВНИИБТ, 1983. 93 с.
- 11. Близнюков В.Ю. Разработка типовых массивов региональных данных по оценке выбора конструкций скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. №4. с. 5-9.

REFERENCES (ending)

- 9. Bliznyuki V.Y. Scientific basis of management development of rational designs of deep and ultradeep wells in complex geological conditions. Diss. on competition Uch. St. Dr. eng. Sciences. Ukhta: USTU, 2007. 430 p.
- 10. RD 39-3-679-82. Guidance on the definition and use of indicators of rock properties in drilling. M.: VNIIBT, 1983. 93 p.
- 11. Bliznyuki V.Y. Development of a model regional data arrays for assessing the choice designs of oil // Stroitel'stvo neftjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. M.: PJSC "VNIIOENG", 2005. №4. p. 5-9.

VΔK 622.24.053

К вопросу разработки конструкции наддолотного самоустанавливающегося центратора КНБК

Д.И. Чистов - канд. техн. наук, доцент И.Н. Сулейманов - канд. техн. наук, доцент (ФБГОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Анализ промысловых данных работы типовых неориентируемых компоновок низа бурильной колонны (КНБК), применяемых в 000 «Бурение» ПАО «Татнефть», показал стабильный характер их поведения. Из всего диапазона типовых схем КНБК в настоящей статье представлены исследования работы одной из них, а именно: долото диаметром 215,9 мм + переводник длиной 300 мм + калибратор диаметром 213÷214 мм + винтовой забойный двигатель (ВЗД) ДВ-176 (Д-195). Данная КНБК традиционно применяется для бурения с малоинтенсивным набором зенитного угла.

На основании анализа промысловых данных (96 скважин на 7 месторождениях) авторами получены эмпирические зависимости, описывающие характер изменения интенсивности искривления ствола от глубины скважины, выраженной в виде повторяющихся точек замера кривизны ствола при геофизических работах. При этом учитывались различные значения осевой нагрузки на долото:

int $en = a + \exp(k \cdot (alp Z - b))$

где $\inf en$ – интенсивность искривления ствола скважины, град. / 10 м;

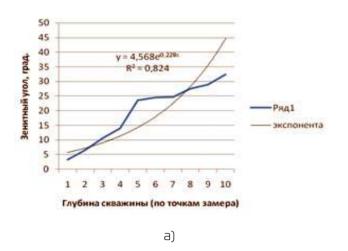
 $alp\ Z$ – среднее значение зенитного угла в начале интервала бурения, градус;

 $a,\ b,\ k$ — коэффициенты экспоненциального закона распределения.

Ниже приведены результаты анализа при значениях осевой нагрузки на долото P = 10 кН (рисунок 1a) и 16 кН (рисунок 1б).

На рисунке 1 отражены промысловые данные инклинометрии («ряд 1») и результаты аппроксимации экспоненциальной зависимостью («Экспонента»). Следует отметить, что среднее значение интенсивности набора зенитного угла, полученное теоретически (0,3 град. / 10 м) хорошо согласуется с промысловыми данными (0,28 град. / 10 м).

Для повышения надежности работы КНБК при бурении забойными двигателями, за счет снижения



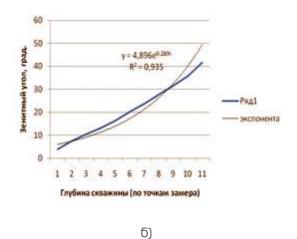


Рис. 1. Зависимость зенитного угла ствола скважины от глубины при бурении неориентируемой КНБК.

виброактивности компоновки путем расширения спектра демпфируемых колебаний, и увеличения долговечности работы ОЦЭ (ликвидацией бочкообразного износа лопастей центрирующей втулки) авторами предлагается использовать в схеме КНБК «самоустанавливающийся» наддолотный центратор (рисунок 2) [3].

С целью определения геометрических параметров наддолотного центратора были выполнены известные [5] аналитические расчеты по определению значений отклоняющей силы Q на долоте, угла β перекоса оси долота и реакции $R_{\rm L}$ на опорно-центрирующем элементе (ОЦЭ) со стороны стенки скважины, при различных значениях нагрузки P на долото, типоразмере ВЗД и длины $l_{\rm L}$ переводника.

Расчетная схема анализируемой КНБК представлена на рисунке 3.

Следует отметить, что заложенный в основу конструкции наддолотного центратора принцип «само-устанавливающейся обоймы» позволяет рассматривать в качестве точки приложения силы $R_{\rm u}$ середину длины ОЦЭ.

Для получения большей достоверности результатов расчёта, авторами были определены изгибные жесткости ВЗД в стендовых условиях. Испытаниям подвергались забойные двигатели ДВ-176 и Д-195 в сборе (винтовая пара + шпиндель). Конструкция стенда представлена на рисунке 4а, а расчетная схема для определения изгибной жесткости EI — на рисунке 46.

Подобно работе [1], эксперимент заключался в определении стрелы прогиба f забойного двигателя, нагруженного сосредоточенной поперечной силой P. По стреле прогиба определялась жесткость EI на изгиб ВЗД:

$$f = \frac{Pl^3}{48EI}$$

Замеры производились при различных значениях P. Результаты замеров и расчетов приведены в таблице 1. Начальные стрелы прогиба ВЗД (от действия собственного веса) были равны: $f_0 = 1,46$ мм для ДВ-176 и $f_0 = 0,45$ мм для Д-195.

Нелинейный характер EI при изменении внешней силы P обусловлен наличием в конструкции ВЗД: эластомера, радиальных и осевых люфтов в опорах, и т.п.

Для выполнения дальнейших расчетов были приняты следующие среднеквадратичные экспериментальные значения изгибной жесткости: для ДВ-176 — $EI=4,43\cdot10^8$ МПа \cdot см⁴; а для Д-195 — $EI=5,2\cdot10^8$ МПа \cdot см⁴.

Дифференциальное уравнение упругой линии КНБК на I участке (рисунок 3):

$$\frac{d^2y_1}{dx_1^2} \cdot EJ_1 = -Py_1 + Qx_1 + \frac{q_{nep}^* \cdot x_1^2}{2}.$$

Решение уравнения:

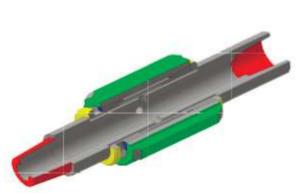


Рис. 2. Центратор наддолотный "самоустанавливающийся".

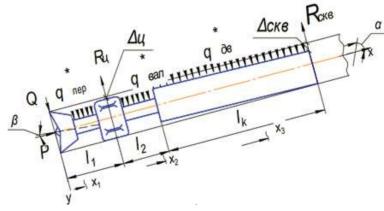
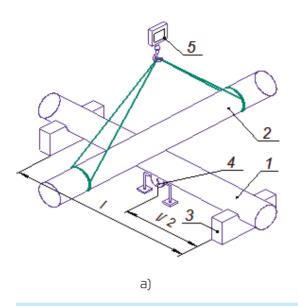


Рис. З. Расчётная схема КНБК с ОЦЭ.



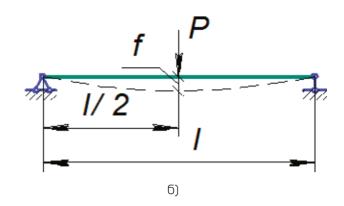


Рис. 4. Конструкция стенда (а) и расчётная схема (б).

1 - исследуемый ВЗД; 2 - нагружающий элемент; 3 - опоры; 4 - часовой индикатор; 5 - весы крановые.

Таблица 1. Результаты стендовых измерений.

Нагрузка Р,	f, MM	Δf ,	Изгибная жесткость,							
кН		MM	<i>EI</i> · 10 ⁸ , МПа · см⁴							
Двигатель ДВ-176										
3,24 4,77 5,39 5,69	3,80 4,63 3,5 4,32	2,34 3,18 2,14 2,87	3,3 3,6 6,06 4,77							
	Двигатель Д-195									
4,46 4,51 6,82 7,31 10,4	2,85 2,05 3,78 3,9 4,85	2,4 1,6 3,33 3,45 4,4	4,32 6,56 4,7 4,9 5,51							

$$y_1(x_1) = C_1 \cos(m_1 x_1) + C_2 \sin(m_1 x_1) + \frac{q_{nep}}{2P} \cdot x_1^2 + \frac{Q}{P} \cdot x_1 - \frac{k_1 q_{nep}^*}{P \cdot m_1^2}$$

Дифференциальное уравнение на II участке:

$$\frac{d^2y_2}{dx_2^2} \cdot EJ_2 = -Py_2 + Q(l_1 + x_2) + q_{nep}^* \cdot l_1 \left(\frac{l_1}{2} + x_2\right) + q_{eax}^* \cdot \frac{x_2^2}{2} - R_{u}x_2$$

Решение уравнения:

$$y_2(x_2) = C_3 \cos(m_2 x_2) + C_4 \sin(m_2 y_2) + \frac{q_s^*}{2P} \cdot x_2^2 + \left(\frac{Q + q_{nep}^* l_1 - R_u}{P}\right) \cdot x_2 + \left(\frac{Q l_1}{P} + \frac{q_{nep}^* l_1^2}{2P} - \frac{q_{nep}^*}{P m_2^2}\right)$$

Дифференциальное уравнение на III участке:

$$\frac{d^2 y_3}{dx_3^2} \cdot EJ_3 = -Py_3 + Q \cdot (l_1 + l_2 + x_3) + q_{nep}^* \cdot l_1 \cdot \left(\frac{l_1}{2} + l_2 + x_3\right) + q_{eax}^* l_2 \cdot \left(\frac{l_2}{2} + x_3\right) - R_{tt} \cdot (l_2 + x_3) + q_{eax}^* l_2 \cdot \left(\frac{l_2}{2} + x_3\right) - R_{tt} \cdot (l_2 + x_3) + q_{eax}^* l_2 \cdot \left(\frac{l_2}{2} + x_3\right) - R_{tt} \cdot (l_2 + x_3) + q_{eax}^* l_2 \cdot \left(\frac{l_2}{2} + x_3\right) - R_{tt} \cdot \left(\frac{l_2}{2} + x_3\right) + q_{eax}^* l_2 \cdot \left(\frac{l_2}{2} + x_3\right) - R_{tt} \cdot \left(\frac{l_2}{2} + x_3\right) - R_{tt} \cdot \left(\frac{l_2}{2} + x_3\right) + q_{eax}^* l_2 \cdot \left(\frac{l_2}{2} + x_3\right) - R_{tt} \cdot \left(\frac{l_2}{2} + x_3\right)$$

Решение уравнения:

$$y_3(x_3) = C_5 \cos(m_3 x_3) + C_6 \sin(m_3 x_3) + \frac{q_{os}^*}{2P} \cdot x_3^2 + \left(\frac{Q + q_{nep}^* l_1 - R_{ii} + q_{sax}^* l_2}{P}\right) \cdot x_3 - \frac{q_{os}^*}{2P} \cdot x_3^2 + \frac{q_{os}^* l_1 - R_{ii} + q_{sax}^* l_2}{P}$$

где C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_5 , C_6 — произвольные постоянные; $R_{\rm u}$, Q — реакции на ОЦЭ и отклоняющая сила на долоте, соответственно.

Начальные и граничные условия для решения системы уравнений:

$$x_1 = 0, y_1 = 0;$$

 $x_1 = l_1, x_2 = 0, y_1 = y_2 = \Delta_u, y_1' = y_2';$
 $x_2 = l_2, x_3 = 0, y_2 = y_3, y_2' = y_3';$
 $x_3 = l_x, y_3 = \Delta_{cve}$

Решение системы дифференциальных уравнений, описывающих уравнение упругой линии КНБК на участках с различной жесткостью, производилось с помощью программной среды MathCad.

Расчеты КНБК с забойными двигателями ДВ-176 и Д-195 и переводником длиной $l_1=0,3\,$ м, радиальным зазором между ОЦЭ и стенкой скважины равным $\Delta=9,5\cdot10^{-4}\,$ м, представлены в таблице 2.

Графическая интерпретация результатов расчёта представлена на рисунках 5, 6. Учитывая величину поперечной силы $R_{\rm u}$, действующей на ОЦЭ, авторами была подобрана необходимая твёрдость по Шору эластомера обоймы.

Авторами было проанализировано влияния длины l_1 переводника на величину отклоняющей силы Q и угла β наклона оси долота к оси скважины (таблица 3). Исследованиями $[2,\ 4]$ установлено, что именно по этим параметрам можно прогнозировать характер изменения кривизны ствола скважины в процессе бурения.

Анализ результатов, представленных на рисунке 7, подтверждает работу КНБК на набор зенитного угла при $l_1=300$ мм. Следует отметить, что найденные значения величины угла перекоса оси долота позволили определить геометрические параметры конструкции ОЦЭ, обеспечивающие функционирование последнего, как «самоустанавливающийся» наддолотного центратора.

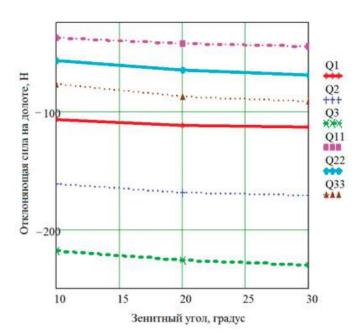


Рис. 5. Изменение отклоняющей силы (Q) на долоте. Забойный двигатель Δ B-176: Q1 $_{-}P$ = 10 кH; Q2 $_{-}P$ = 15 кH; Q3 $_{-}P$ =20 кH Забойный двигатель Δ -195: Q11 $_{-}P$ = 10 кH; Q22 $_{-}P$ = 15 кH; Q33 $_{-}P$ =20 кH.

Резюмируя изложенное выше, можно отметить следующие основные результаты:

1) получены эмпирические зависимости изменения интенсивности искривления ствола скважины от интервала бурения для типовой одноцентраторной КНБК;

Таблица 2. Результаты расчетов КНБК с забойными двигателями ДВ-176 и Д-195.

		Дви	игатель ДВ-176		Двигатель Д-195			
Зенитный угол, градус	Осевая нагрузка <i>Р,</i> Н	Отклоняющая сила <i>Q</i> , Н	Реакция $R_{\scriptscriptstyle m L}$, Н	β рад 10 ⁻³	Отклоняющая сила <i>Q</i> , Н	Реакция $R_{\scriptscriptstyle m L}$, Н	β рад 10 ⁻³	
	10000	-176	892	1,041	-38	1342	1,038	
10	15000	-162	814	1,044	-57	1311	1,039	
20000		-218	736	1,048	-77	1279	1,040	
	-	-112	1578	1,039	-43	2217	1,036	
20	-	-169	1493	1,042	-65	2179	1,037	
	-	-226	1406	1,045	-88	2142	1,038	
	-	-113	2167	1,037	-45	2949	1,033	
30	-	-171	2077	1,040	-69	2908	1,035	
		-230	1986	1,043	-92	2867	1,036	

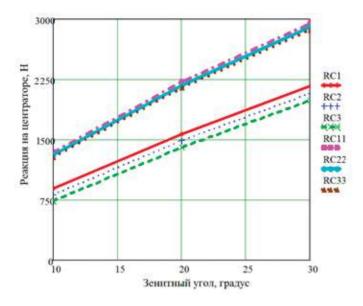


Рис. Б. Изменение реакции (\mathbf{R}) на центраторе со стороны стенки скважины.

Забойный двигатель ДВ-176:

RC1 - P = 10 кH; RC2 - P = 15 кH; RC3 - P = 20 кН Забойный двигатель Δ -195:

RC11 - P = 10 kH; RC22 - P = 15 kH; RC33 - P = 20 kH.

1)	В	стендов	ЫΧ	условия	X	най	дены	3Н	a-
чения	И	згибных	же	сткостей	i	ВЗД	ДВ-1	76	И
Д-195;									

²⁾ аналитически определены геометрические параметры конструкции ОЦЭ, обеспечивающие функцию «самоустанавливающегося» наддолотного центратора для КНБК с долотом диаметром 215,9 мм.

Таблица 3. Результаты расчетов.

	ДВ-17	6	Д-195			
l_1 , MM	Отклоняющая $\it C$ ила $\it Q$, $\it H$	eta град	Отклоняющая Q , Н	eta град		
100	887	0,544	1926	0,802		
200	62	0,27	425	0,415		
300	-114	-114 0,181		0,276		
400	-169	0,136	-51	0,207		
600	-187	0,09	-128	0,138		
800	-177	0,068	-141	0,104		
1000	-162	0,054	-138	0,083		
1200	-148	0,045	-130	0,069		

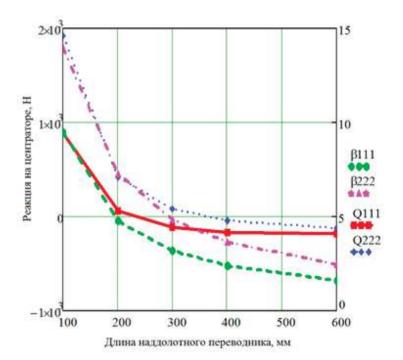


Рис. 7. Изменение отклоняющей силы (Q) и угла (β) наклона оси долота от длины переводника Q111, $\beta111$ — при центраторе D=214 мм Q222, $\beta222$ — при центраторе D=213 мм

(нагрузка на долото P = 15 кH; двигатель ΔB -176).

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Аль-Эзеридж Х.А. Определение жесткости турбобура // Известия вузов Серия Нефть и газ. — Баку: АзИНЕФТЕХИМ, 1968. - №3. — с. 29-30.
- 2. Гречин Е.Г. Метод проектирования неориентированных компоновок на основе использования их расчетных характеристик // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. №3. с. 14-20.
- 3. Патент №2526088 Российская Федерация. Центратор бурильного инструмента. МКП Е21В 17/10,17/07/ Зубаиров С.Г., Чистов Д.И., Вахитов Д.Р., Пиляев С.А., Луконин А.М. - опубл. 20.08.2014. бюл. №23.
- 4. Повалихин А.С. Выбор КНБК для проводки наклонно прямолинейных интервалов профиля скважины в сложных горно-геологических условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. N^2 12. с. 4-6.
- 5. Султанов Б.З. и др. Работа бурильной колонны в скважине М.: Недра, 1973. 216 с.

REFERENCES

- 1. Al'-Jezeridzh H.A. Determination of stiffness of the turbodrill. Izvestija vuzov Serija Neft' i gaz. Baku: AzINEFTEHIM, 1968. №3. p. 29-30.
- 2. Grechin E.G. Method of designing a non-directed layouts based on the use of their design characteristics // Stroitel'stvo neftjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. M.: PJSC "VNIIOENG", 2008. №3. p. 14-20.
- 3. Patent №2526088 Russian Federation. Centralizer drilling tool. MKP E21B 17/10,17/07/ Zubairov S.G., Chistov D.I., Vakhitov D.R., Pilyaev S.A., Lukonin A.M., release. 20.08.2014. bull. №.23.
- 4. Povalikhin A.S. Choice BHA for inclined straight-line intervals of the profile wells in complex geological conditions // Stroitel'stvo neftjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. M.: PJSC "VNIIOENG", 2005. №12. p. 4-6.
- 5. Sultanov B.Z., etc. Work the drill string in wellbore M.: Nedra, 1973. 216 p.

VΔK 622.276

Результаты исследований в области повышения эффективности технологий глушения скважин

И.Н. Пономарева - канд. техн. наук, доцент; П.Ю. Илюшин - канд. техн. наук, доцент; Д.А. Мартюшев - ст. преподаватель; Р.М. Рахимзянов - аспирант (Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

Известно, что правильно подобранная технология глушения скважины во многом определяет эффективность всего ремонта и успешность дальнейшего её вывода на режим [1, 2].

Распространенная на практике в Пермском крае технология глушения заключается в закачке в ствол скважины водных растворов неорганических солей. При этом создается противодавление на пласт, за счёт которого жидкость глушения (или её фильтрат) проникают в пласт. Взаимодействие жидкости глушения скважины (ЖГС) с породообразующими минералами и пластовыми флюидами зачастую приводит к ухудшению фильтрационных характеристик коллектора в зоне про-

никновения. Как следствие, осложняется процесс вывода скважины на режим, снижаются её продуктивность и производительность [3, 4].

В качестве примера на рис. 1, 2 представлены графики эксплуатации скважины №218 Уньвинского (терригенные бобриковские отложения) и скважины №440 Озёрного (карбонатные фаменские отложения) месторождения до и после остановки для проведения подземного ремонта.

Так, остановка скважины №218 Уньвинского месторождения для проведения повторной перфорации, сопровождаемая её глушением пластовой водой плотностью 1,02 г/см³, привела к снижению дебита примерно на 25%. Глушение таким же образом скважины №440

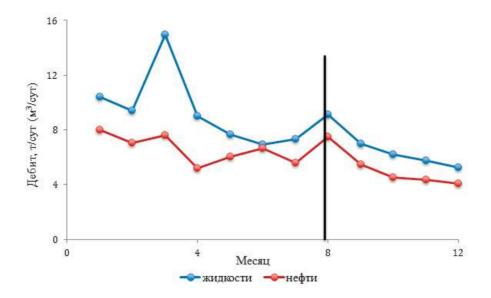


Рис. 1. Динамика дебита скважины №218 Уньвинского месторождения.

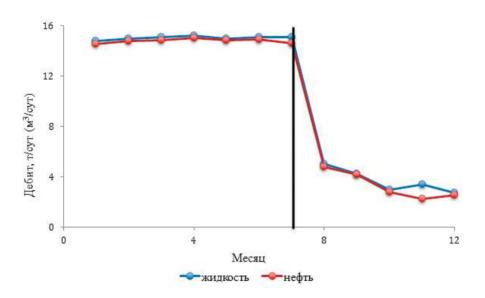


Рис. 2. Динамика дебита скважины №440 Озерного месторождения.

для проведения гидроразрыва привело не к увеличению производительности скважины, как было запланировано, а заметному снижению дебита.

Вероятной причиной снижения дебита этих (и ряда других) скважин после их ремонта может быть негативное влияние жидкости глушения на фильтрационные характеристики горной породы. Для проверки данного предположения по анализируемым скважинам привлечены материалы их гидродинамических исследований незадолго до и после остановки на ремонт, детальный анализ которых позволит оценить изменение проницаемости коллектора. Поскольку основное воздействие в процессе ремонта приходится на прискважинную зону пласта (ПЗП), основной упор при проведении интерпретации материалов исследований сделан на оценку параметров этой зоны [5-8]. Так, в табл. 1 представлены результаты обработки кривых восстановления давления (КВД), полученных до и после ремонта скважины. При этом свойства 30НЫ пласта определены стандартными

методами, диагностика и выделение параметров трещиноватости — по методике Уоррена—Рута, оценка параметров ПЗП — на основе метода детерминированных моментов давления (ДМД) [9].

Анализируя представленные в таблице данные, можно сделать выводы о том, что проведение перфорации привело к снижению дебитов нефти и жидкости скважины №218, её коэффициента продуктивности. При этом пластовое и забойное давления остались на прежнем уровне. Обработка данных исследований позволила установить, что проницаемость удаленной зопласта также практически неизменна, проницаемость призабойной зоны уменьшилась в два раза при неизменных её размерах. Таким образом, в результате ГТМ произошло ухудшение фильтрационных характеристик ПЗП, и вероятной причиной данного явления может быть негативное влияние жидкости глушения.

Также из данных табл. 1 следует, что в результате проведения кислотного гидроразрыва пласта в скважине №440 отмечено снижение всех добывных характеристик скважины при постоянных забойном и пластовом давлении и депрессии на пласт. Диагностика по Уоррену-Руту позволила установить наличие в зоне дренирования плагеолого-технического ста ДΟ мероприятия системы трещин. После проведения мероприятия трещины не выявлены, установлен факт зональной неоднородности коллектора с ухудшением проницаемости в призабойной зоне. Вероятно, что в процессе ремонта трещина закольматировалась технологическими жидкостями.

Приведенные примеры доказывают актуальность проблемы качественного подбора жидкости глушения как основы дальнейшего успешного подземного ремонта скважины.

Для решения указанной проблемы применительно к нефтяным месторождениям Пермского края в научнообразовательном центре «Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений» Пермского национального исследовательского политехнического университета выполнены лабораторные исследования нескольких современных жидкостей глушения, имеющих положительный опыт практического применения в других регионах [10-12].

- 1. Полисахаридный гель на основе гелеобразующего реагента (ЖГС №1.)
 - 2. Вязкоупругий состав (ЖГС №2).
- 3. Комплексный реагент для получения пачки глушения для обеспечения максимальной защиты коллектора (ЖГС №3).

Таблица 1. Результаты обработки кривых восстановления давления.

Номер скважины	218 Унь	винское	440 Озерное		
Пласт	Б	Бб Фм (Д3)			
Вид ГТМ	перфо	рация	КГРП		
Дата проведения ГТМ	октябрь	2014 г.	июнь 2	2013 г.	
Дебит жидкости, м³/сут	9,1	7,0	15,1	5,01	
Дебит нефти, т/сут	7,5	5,5	14,6	4,75	
Депрессия на пласт, МПа	7,45	7,26	1,68	2,56	
К-т продуктивности КП, $м^3/(сут \cdot M \Pi a)$	1,22	0,96	5,46	2,25	
Проницаемость УЗП $k_{ m YЗ\Pi}$, мД	4,7	5,2	2,6	1,9	
Диагностический признак <i>d</i>	3,68	4,04	1,98	2,6	
Проницаемость ПЗП $k_{\Pi \! \! \! \! \! \! \! \! \! \! \! \! \! \! \! \! \! \! \!$	1,6	0,8	-	0,5	
Радиус ПЗП $r_{\Pi \Im \Pi}$, м	12,05	12,85	-	10,43	
Скин-фактор	23,6	18,1	-4,22	-0,26	
Модель пласта	зонально- неоднородный, состояние ПЗП ухудшено	зонально- неоднородный, состояние ПЗП ухудшено	трещинно-поровый	зонально- неоднородный, состояние ПЗП ухудшено	
Дополнительная информация (по методике Уоррена-Рута)	-	-	Средняя проницаемость пласта— 0,8 мД; Проницаемость трещин— 26 мД; Средняя раскрытость трещин— 6 мкм	Поровый тип коллектора	

- 4. Комплексный реагент на основе эмульгатора (ЖГС №4).
- 5. «Сшитый» гель на водной основе (ЖГС №5).

Следует отметить, что характерной особенностью добычи нефти на территории Пермского края является широкий диапазон изменения геолого-физических условий, что отражено в табл. 2 (отдельно для условно выделенных по географическому признаку групп месторождений (рис.3)).

На первом этапе все выбранные жидкости глушения исследованы в свободном объеме (согласно «Методика контроля параметров буровых растворов» РД 39-2-645-81 и стандартной методики Американского Нефтяного Института (АРІ RP39)) с целью изучения их основных свойств, совместимости с пластовыми флюидами и их вероятного влияния на глинистую составляющую горной породы.

Исследования взаимодействия жидкостей глушения с пластовыми водами проводились путем их смешивания в соотношении 1:1. Проба полученного образца тщательно перемешивалась и оценивалась визуально на предмет наличия осадка, расслоения. Затем помещалась

в термошкаф с установленной температурой, равной пластовой, и выдерживалась в течение 3 суток. Далее визуально оценивалось состояние пробы.

Исследования взаимодействия ЖГС с пластовой нефтью проводились следующим образом: в расчетное количество нефти при постоянном её перемешивании лопастной мешалкой (1000 об/мин) порционно добавлялось определенное количество (от 30% до 70% по объёму, с шагом 20%) жидкости глушения. Смесь перемешивалась в течение 20 минут до однородного состояния. Если при этом жидкость становилась однородной и агрегативно устойчивой (стабильной), то от неё отделяли 10 мл для последующего исследования на термостабильность.

Исследование вероятного набухания глинистых частиц горной породы осуществлялось с помощью прибора ПНГ-1, который позволяет измерять величину вертикальной деформации образца грунта во времени при взаимодействии с жидкостью глушения.

По результатам лабораторных исследований в свободном объёме установлено, что все ЖГС являются

Таблица 2. Диапазон изменения основных геолого-физических параметров.

Условное наименование группы месторождений	Тип коллектора	Вязкость нефти, мПа∙с	Коэффициент проницаемости, мД
	карбонатный	0,8-87,08	3–2947
Южная	терригенный	0,81–74,55	5–1578
Ножовская	карбонатный	7,91–87,47	14–706
	терригенный	15,13-30,64	154–1970
Северная	карбонатный	1,02–10	4–117
	терригенный	0,91–11,18	8–594

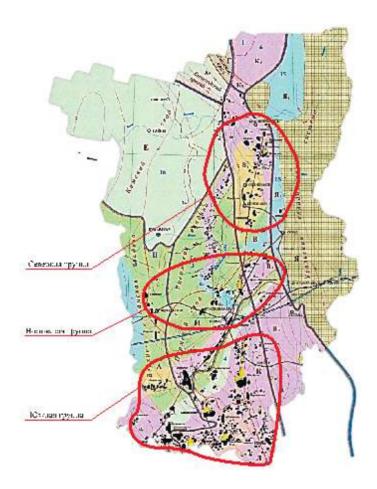


Рис. З. Схема выделения групп месторождений Пермского края.

инертными по отношению к глинистым минералам и пластовым флюидам и не оказывает влияния на процесс подготовки нефти, а также не вызывают интенсивную коррозию внутрипромыслового оборудования.

На следующем этапе лабораторных исследований выполнены фильтрационные эксперименты с целью изучения вероятного влияния жидкости глушения на проницаемость образцов горной породы. Эксперименты выполнены на лабораторной установке УИК-5ВГ при термодинамических условиях, соответствующих реальным пластовым. На предварительном этапе выполнена подготовка образцов керна: экстракция, сушка, определение геометрических параметров, определение проницаемости образцов по воздуху, насыщение образцов керосином под вакуумом и определение пористости образцов методом жидкостинасыщения.

Далее проведены фильтрационные испытания на керне в следующем порядке: закладка образцов в установку; набор всестороннего давления обжатия и нагрев до пла-

стовой температуры; прокачка керосина в «прямом» направлении и определение проницаемости по керосину; прокачка 3 поровых объемов нефти в «прямом» направлении и определение проницаемости $(K_{\rm H})$ по нефти до закачки ЖГС; закачка ЖГС в «обратном» направлении при постоянном расходе 0,1 см³/мин и определение давления $(P_{\rm np})$ проникновения ЖГС в образец в момент появления первых капель жидкости (нефти) на противоположном торце образца; выдержка образца при $P_{\rm np}$; прокачка нефти в «прямом» направлении и определение проницаемости $(K_{\rm H2})$ по нефти после закачки ЖГС.

Заключительный этап заключался в измерении проницаемости по нефти и вычислении коэффициента β восстановления (изменения) проницаемости:

$$\beta = \frac{K_{H2}}{K_{H1}} \cdot 100\%$$

Полученные значения коэффициентов восстановления проницаемости представлены в табл. 3 и отражены графически на диаграмме 4.

Анализ представленных данных позволяет сделать вывод о целесообразности применения различных жидкостей глушения для выделенных групп месторождений и объектов разработки. Так, коэффициенты восстановления проницаемости образцов керна карбонатных залежей южной группы месторождений принимают наиболее высокие значения (что свидетельствует о более высокой эффективности по данным лабораторных испытаний) для жидкостей глушения №№ 2, 3 и 4. Снижение проницаемости терригенных коллекторов этой же группы минимально при использовании жидкостей №1 и №5. Для карбонатных коллекторов ножовской

группы месторождений в целом характерно довольно существенное снижение проницаемости, но наиболее подходящей из исследованных следует считать жидкости глушения №1 и №3. Проницаемость образцов керна из терригенных отложений ножовской группы снижается в меньшей степени при использовании ЖГС №3 и №5. Для месторождений северной группы более эффективны, с точки зрения результатов лабораторных исследований, жидкости №2 и №3 для карбонатных пластов, № 2, 3 и 5 — для терригенных.

Таблица 3. Результаты фильтрационных исследований и определение коэффициента восстановления проницаемости.

Название группы	жгс Тип Коллектора	1	2	3	4	5
	карбонатный	0,25	0,56	0,54	0,61	0,49
Южная	терригенный	0,56	0,4	0,45	0,13	0,45
	карбонатный	0,37	0,27	0,42	0,19	0,26
Ножовская	терригенный	0,42	0,42	0,52	0,22	0,47
	карбонатный	0,24	0,52	0,47	0,38	0,31
Северная	терригенный	0,27	0,45	0,45	0,12	0,42

Проведенные таким образом исследования позволили выделить наиболее эффективные жидкости глушения для условий конкретных объектов нефтяных разработки месторождений Пермского края. При этом главным критерием эффективности принята величина коэффициента восстановления проницаемости.

Также следует отметить, что исследованные жидкости глушения демонстрируют довольно различные результаты в разных геолого-физических условиях, что подтверждает необходимость их индивидуального выбора на стадии планирования ремонта скважины с учетом реальных геолого-физических свойств.

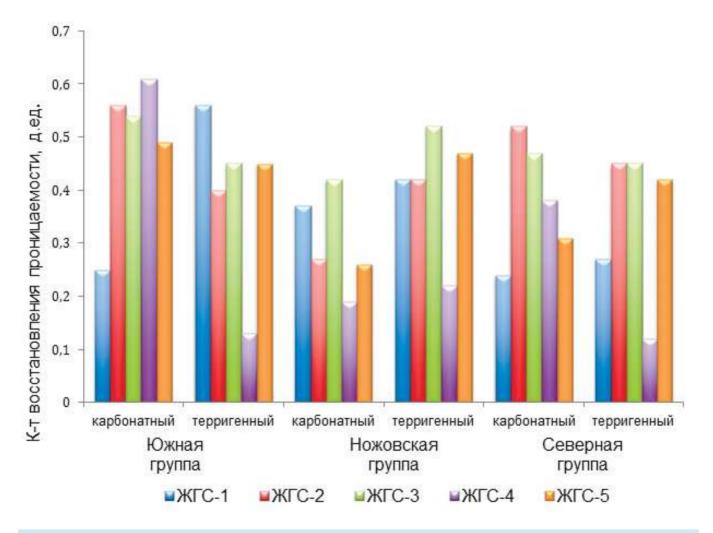


Рис. 4. Изменение проницаемости керна после взаимодействия с жидкостями глушения.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Зейгман Ю.В. Физические основы глушения и освоения скважин: Учебное пособие. Уфа: Издательство УГНТУ, 1996. 78 с.
- 2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин. Краснодар: Советская Кубань, 2002. 584 с.
- 3. Илюшин П.Ю., Рахимзянов Р.М., Соловьев Д.Ю., Колычев И.Ю. Анализ проведения геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности добывающих скважин на нефтяных месторождениях Пермского края // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. Пермь: ПНИПУ, 2015. №15. с. 81-89.
- 4. Черепанов С.С., Чумаков Г.Н., Пономарева И.Н. результаты проведения кислотного гидроразрыва пласта с проппантом на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. Пермы: ПНИПУ, 2015. №16. с. 70-76.
- 5. Карнаухов М.Л, Пьянков Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин: Справочник-инженера по исследованию скважин. М.: Инфра-Инженерия, 2010. 432 с.
- 6. Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Особенности обработки кривых восстановления давления в скважинах, эксплуатирующих залежи высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. М.: ЗАО «Издательство нефтяное хозяйство», 2010. №10. с. 113—115.
- 7. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1984. 269 с.
- 8. Чернов Б.С., Базлов М.Н., Жуков А.И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов - М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1960. - 160 с.
- 9. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена-Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. Пермь: ПНИПУ, 2015. №14. с. 6-12.
- 10. Магадова Л.А., Черыгова М.А. Исследование и разработка для глушения и промывки скважин с аномально низким пластовым давлением (АНПД) // Технология добычи и использования углеводородов. Мурманск: Мурманский государственный технический университет, 2014. №4. (3)
- 11. Демахин С.А. и др. Глушение скважин блокпачками — эффективное средство сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта // Нефть и капитал. — М.: Издательская группа «Индустрия», 2014. - №9 (214). - с. 68-69
- 12. Вагина Т.Ш., Гаврилов А.А. Разработка блокирующего состава для глушения скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом современных требований // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. №6. с. 38-41.

REFERENCES

- 1. Seigman Y.V. Physical basis of the killing and development of wells: textbook. Ufa: Publishinghouseof USPTU, 1996. 78 p.
- 2. Basargin Y.M., Bulatov A.I., Proselkov Y.M. Technology of capital repair and servicing of oil and gas wells. Krasnodar: Sovetskaya Kuban, 2002. 584 p.
- 3. Ilyushin P.Yu., Rakhimzyanov R.M., Solov'ev D.Yu., Kolychev I.Yu. Analysis of geological and technical measures on increase of productivity of producing wells at the oil fields of the Perm Krai // Vestnik pnipu. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo. Perm: PNRPU, 2015. №15. p. 81-89.
- 4. Cherepanov S.S., Chumakov G.N., Ponomareva I.N. The results of the acid fracturing with proppant at the Famennian-tournaisian deposits Lacustrine deposits // Bulletin of PNRPU. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo. Perm: PNRPU, 2015. №16. p. 70-76.
- 5. Karnaukhov M.L, Pyankov E.M. Modern methods of well testing Handbook-engineer on the exploration wells. M.: Infra-Engineering, 2010. 432 p.
- 6. Erofeyev A.A., Ponomareva I.N., Mordvinov V.A. Peculiarities of processing pressure recovery curves in the wells, exploiting deposits of heavy oil in carbonate reservoirs // Neftjanoe hozjajstvo. M.: CJSC "Publishing house of oil industry", 2010. №10. p. 113-115.
- 7. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. Research of oil and gas wells and reservoirs. M.: Nedra, 1984. 269 p.
- 8. Chernov B.S., Bazlov M.N., Zhukov A.I. Hydrodynamic methods of research of wells and layers M.: State scientific and technical publishing petroleum and mining fuel and literature, 1960. 160 p.
- 9. Cherepanov S.S. A comprehensive study of the fracture of the carbonate deposits by the method of Warren-Ruta using the data of seismic facies analysis (for example tour-Ramenskoe deposits Lacustrine deposits). // Vestnik PNIPU. Geologija. Neftegazovoe i gornoe delo. Perm': PNIPU. 2015. №14. p. 6-12.
- gornoe delo. Perm': PNIPU, 2015. №14. p. 6-12. 10. Magadova L.A., Cherygova M.A. Research and development for killing and washing the wells with abnormally low formation pressure (anpd) // Tehnologija dobychi i ispol'zovanija uglevodorodov. Murmansk: Murmansk state technical University, 2014. №4. (3).
- 11. Demakhin S.A. et al. Well killing unit-packs is an effective means of preserving the filtration properties of the productive reservoir // Neft' i kapital. M.: Publishing group "Industry", 2014. №9 (214). p. 68-69.
- 12. Vuggina T.Sh., Gavrilov A.A. The Development of the blocking composition for plugging wells in Western Siberia taking into account modern requirements of the // Stroitel'stvo neftjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. M.: PJSC "VNIIOENG", 2014. №6. p. 38-41.

VΔK 622.031

Природные волноводы (механизм волноводного движения)

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

Волноводы существуют в природных объектах, а именно, в океане, земной коре и в пластах пористых и проницаемых осадочных горных пород. Они обнаружены в океанах (слуховые трубы океана), в литосфере (слои Конрада и Мохоровичича). Вместе с тем пока не ясно, что это такое и как оно действует. Есть различные точки зрения на эти объекты [1, 5, 11 и др.], поэтому начнем с более или менее строгого определения.

ПРИРОДНЫЕ ВОЛНОВОДЫ в данном контексте – это ограниченные в пространстве слои или русла, заполненные жидкостью с распределенной в ней газовой фазой, способные передавать и регенерировать продвижение продольных акустических и ударных волн на большие расстояния от источника.

Известно, что продольные волны распространяются в однородной среде с определенной скоростью, но постепенно рассеиваются и затухают, теряя свою энергию. Однако, если жидкая среда содержит внутри себя свободную (в виде микропузырьков) газовую фазу, а также поверхности ограничения, то проходящие волны способны совершать некоторую работу и поддерживать свою колебательную энергию для последующего продвижения.

Эта работа состоит в том, что микропузырьки газа при прохождении полуволны давления сжимаются (см. рис. 1), а в полуволне разряжения восстанавливаются, передавая свою кинетическую энергию молекулам жидкости (этим как бы подталкивая фронт волны дальше).

Каждую частицу, лежащую на волновой поверхности, согласно принципу Гюйгенса-Френеля, следует считать центром возбуждения сферических волн, в результате наложения которых и образуется волна, наблюдаемая в действительности.

Процесс распространения сгущения и разряжения от одного участка среды к другому называется акустической волной. Акустическая волна несет в себе потенциальную энергию — энергию упругой деформации среды и кинетическую энергию движущихся частиц. Значения этих энергий одинаковы и составляют полную энергию акустической волны. Пополняя кинетическую составляющую энергии движущихся частиц, а именно в пределах волноводов, мы тем самым увеличиваем длину пути прохождения продольных волн.

Ударные волны отличаются от акустических лишь уровнем давления на фронте волны вплоть до разрыва параметров.

§1. ЗАТУХАНИЕ АКУСТИЧЕСКИХ ВОЛН

Затухание акустических волн связано с двумя основными причинами.

1. За счет рассеивания энергии колебания частиц среды, вследствие расширения фронта волны. Действительно, в сферической волне частицы среды колеблются по фронту сферической поверхности, который с увеличением расстояния от источника акустических волн

увеличивается, а, следовательно, и большее количество частиц участвует в колебании. Это приводит к уменьшению амплитуды интенсивности колебаний частиц.

2. За счет поглощения акустической энергии и рассеяния её на неоднородностях.

На распространение звука в среде оказывает влияние её вязкость, приводящая к уменьшению мощности звука.

На рис. 2 изображён элементарный сферический слой толщиной dr , который совпадает с рассматриваемым в данный момент времени фронтом волны. Источник акустических волн интенсивностью J_A находится в точке A на расстоянии r от рассматриваемого слоя.



Рис. 1. Модельное представление о регенерации энергии продольной волны.

с реактивной струйкой

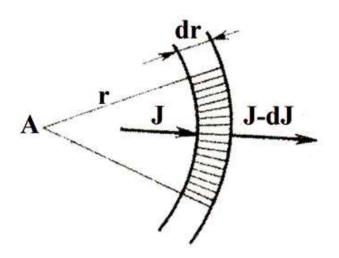


Рис. 2. Расчётная схема затухания акустического сигнала.

Определим малое относительное изменение dJ интенсивности при прохождении акустической волны через элементарный сферический слой среды толщиной dr при наличии затухания: $-dJ=\beta\cdot J\cdot dr$, где β — коэффициент затухания.

После разделения переменных и интегрирования:

$$-\ln J = \beta \cdot r + C \tag{1}$$

При r=0 и $J=J_{\rm A}$. Из (1) получим $C=-\ln J_{\rm A}$. Таким образом, интенсивность звуковых волн на расстоянии r от источника c учетом затухания:

$$J = J_A \cdot e^{-\beta \cdot r} \tag{2}$$

Из выражения (2) видно, что убывание интенсивности, вызванное затуханием акустических волн, происходит по экспоненциальному закону. При одинаковых изменениях расстояния убывание интенсивности, обусловленное затуханием, является постоянной величиной, равной $e^{-\beta \cdot r}$.

Как известно, распространение акустических волн в идеальной среде сопровождается объёмными деформациями. Потери, связанные с объёмной деформацией в воде, вызываются внутримолекулярными процессами в воде. Внутримолекулярное равновесие, нарушаемое при прохождении акустической волны, восстанавливается в среде с определенной скоростью, т.е. происходит процесс релаксации, что сопровождается потерей энергии. Течение процесса релаксации характеризуется временем релаксации по аналогии со временем установления колебаний в механических системах. Время релаксации составляет ~10-11 с.

При прохождении акустической волны отдельные слои воды движутся относительно друг друга. Возникает слабое сдвиговое трение, что сопровождается повышением температуры среды и превращением части акустической энергии в тепло.

В толще воды, особенно вблизи поверхности моря, имеется большое количество мелких пузырьков воздуха, возникающих при перемешивании воды и вследствие жизнедеятельности фито- и зоопланктона. Количество пузырьков воздуха, содержащихся в морской воде, зависит от времени года и времени суток. В более теплой

воде количество пузырьков больше. Наличие пузырьков приводит к увеличению сжимаемости воды, так как воздух в них обладает большой сжимаемостью. Присутствие в воде пузырьков воздуха увеличивает потери акустической энергии, во-первых, за счет отвода тепла от пузырька к воде и, во-вторых, за счёт рассеяния части акустической энергии.

Таким образом, основными причинами, определяющими потери акустической энергии, являются релаксационные процессы, сдвиговое трение и рассеяние. Совокупное влияние этих процессов приводит к расходу акустической энергии, уменьшению интенсивности акустических волн.

§2. СКОРОСТЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ АКУСТИЧЕСКИХ ВОЛН

В идеальной среде скорость распространения акустических волн, как известно, определяется только её физическими свойствами. Согласно формуле (12) скорость (C) распространения акустической волны равна:

$$C = \sqrt{\frac{\chi}{\rho}}$$

где χ – модуль объемной упругости; ρ – плотность воды.

Величины χ и ρ зависят от температуры, солености воды и гидростатического давления (глубины), поэтому и скорость звука является функцией перечисленных факторов. Дисперсия акустических волн почти незаметна.

Скорость распространения акустических волн возрастает с увеличением температуры, солености и глубины. Причем наибольшее влияние оказывает изменение температуры воды. С увеличением температуры увеличивается модуль объёмной упругости, плотность же изменяется незначительно, и, следовательно, увеличивается скорость распространения акустических волн. Скорость акустических волн с изменением температуры изменяется нелинейно. При увеличении температуры на 1 °С скорость акустических волн увеличивается на 4 м/с в холодной воде (до 10 °С) и на 2,5 м/с в теплой (25-30 °С).

Увеличение глубины на каждый метр в верхнем слое (0-100 м) приводит к возрастанию скорости акустических волн на 0,0164 м/с, а около дна (5000 м) – на 0,0183 м/с.

Изменение солености незначительно влияет на скорость акустических волн, так как оно само по себе невелико. Так при увеличении солености на 1 промилле (‰) скорость акустических волн увеличивается на 1 м/с.

§3. РАСПРОСТРАНЕНИЕ ЗВУКА В ВОЛНОВОДАХ

Звуковая волна, излученная в неограниченную среду, убывает при распространении вследствие её расхождения. Действие переговорных труб основано на том, что в среде, заключенной в трубу, волны не расходятся. В узких трубах, т.е. в трубах, поперечные размеры которых малы по сравнению с длиной волны звука, могут распространяться только плоские волны, бегущие вдоль оси трубы. В широких трубах распространение звука может иметь совершенно другой характер.

Волноводами называют также слои среды, заключенные между двумя параллельными звуконепроницаемыми стенками, где распространение волн в широких слоях также носит волноводный характер. В слоях волны расходятся только в двух измерениях и поэтому хотя и ослабляются при распространении, но медленнее, чем в неограниченной среде: вместо убывания давления по

закону обратной пропорциональности расстоянию в слое получается обратная пропорциональность корню квадратному из расстояния.

Ещё более интересен волновод, создающийся в самой толще воды. Вследствие слоистой неоднородности акустических свойств воды океана по вертикали: на некоторой глубине (обычно на нескольких сотнях метров под поверхностью) скорость звука минимальна и возрастает кверху, где расположены прогреваемые солнцем слои воды (скорость звука в воде, в отличие от других жидкостей, растет с температурой), и книзу - вследствие повышения гидростатического давления (скорость звука во всех жидкостях растет с повышением давления). Слой, содержащий уровень минимальной скорости, является волноводом, так как лучи, пересекающие этот уровень под малыми углами к горизонтали, преломляясь в более высоких и более глубоких слоях, возвращаются к этому уровню.

Волноводы, в отличие от неограниченной жидкой среды, канализируют движение акустических волн, имея ограничивающие поверхности (в пластах горных пород это, например, глинистые или соляные покрышки и промежуточные пропластки) и за счет внутреннего отражения и преломления волн [1] поддерживают колебательную энергию продольных волн, тем самым снижая декремент её затухания.

§4. АКУСТИЧЕСКИЙ ВОЛНОВОД В ОКЕАНЕ

Цитата из работы [2]: «...Пример зависимости скорости звука от глубины в океане, типичный для умеренных широт, дан на рис. 3. Изображенная на нем кривая рассчитана на основании данных, полученных 15 февраля 1932 года в Атлантическом океане (35°56' с.ш., 69°00' з.д.). На глубине $Z \sim 1500$ м скорость звука имеет минимум. Выше этого минимума она повышается из-за прогрева верхних слоев воды, а ниже его - изза повышения гидростатического давления. Область минимума скорости звука и является центральной зоной волновода, а уровень $Z = Z_0$ – его «осью». Звуковые волны при своем распространении имеют тенденцию концентрироваться в области звукового канала. Если мы обратимся к картине звуковых лучей, то увидим, что лучи, вышедшие из излучателя под небольшими углами наклона к горизонту (углами скольжения), распространяются в волноводе без отражений от дна и поверхности океана. Тем самым исключается возможность поглощения звука при отражении от дна и рассеяния его на неровностях дна и поверхности.

Затухание звуковых волн низкой частоты в самой воде весьма мало. Коэффициент β затухания, выраженный в децибелах на километр, определяется формулой:

$$\beta = 0.036 \cdot f^{3/2}$$

где f — частота в килогерцах. Отсюда следует, например, что на частоте f = 50 гц интенсивность звуковой волны из-за поглощения в воде уменьшается в 10 раз только на расстоянии 26 тысяч км.

В работе [3] мы находим чисто акустическое обоснование дальности распространения волн, а также указания на то, что волноводом является слой

воды с минимальной скоростью звука в нем (т.е. слой пониженной плотности, следовательно, газонасыщенный).

История океанских волноводов началась с опыта известного американского геофизика М. Юинга, который взорвал в Атлантическом океане небольшой заряд (62,7 кг) тринитротолуола на глубине 1000 м. Звуковая волна прошла огромное расстояние и была зафиксирована за 5700 километров от места взрыва. Взрыв произошёл на глубине волновода, где скапливаются поднимающиеся со дна пузырьки (рис. 4).

§5. МЕХАНИЗМ ВОЛНОВОДНОГО ДВИЖЕНИЯ и его экспериментальное обоснование

Как следует из цитаты работы [2] волноводами в океане являются слои пониженной плотности (рис. 3). Они, как таковые, могут существовать долговременно лишь в одном случае, если внутри них присутствует свободная газовая фаза в виде микропузырьков. Откуда она берется, изложено в §4.

Парадокс заключается в том, что присутствие в воде газовых пузырьков, как мы отмечали выше в §1, с позиций гидроакустики, должно было бы существенно увеличить потери акустической энергии. Однако, при определенных условиях, происходит обратное явление.



Рис. З. Скорость звуковых волн в толше воды в океане.

) Hy3	ырьк	и газо	обра	зной	CO₂		Во	лнов	од
۰	0	0	0	0	0	0	o	O	۰	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
•	•	•	•	•	•		•			•
•	•	•	•	W C	•	•	•	•	•	
•	•	•								

Рис. 4. Образование волновода в воде океана.

Рассмотрим движение продольных волн в некотором слое воды, содержащем растворенную или свободную (в виде микропузырьков) газовую фазу. Волновой процесс состоит из чередующихся полупериодов изменения давления в жидкости и, когда наступает отрицательный полупериод (рис. 1), пузырьки газа либо возникают из растворенного состояния, либо они просто увеличиваются (если газ находится в свободной фазе). При накате положительной полуволны на пузырьки газа (когда давление среды резко возрастает на фронте волны) они либо сжимаются, либо схлопываются. И в том, и в другом варианте происходит несимметричное сокращение (захлопывание) пузырьков и как следствие этого из пузырьков выделяются реактивные струйки. Их небезосновательно считают виновницами разрушения металлов (даже самых прочных) при кавитации жидкости. Реактивная струйка при коллапсе пузырька, заснятая скоростной киносъемкой, показана на рис. 5.



Рис. 5. Струйка, выбрасывающаяся из пузыря вблизи стенки.

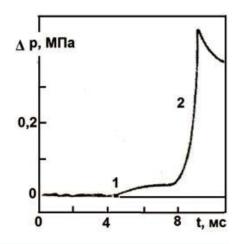


Рис. 7. Усиление волн при отражении от стенки:

1, 2 – падающая и отражённая волна; вода,

 $p_0 = 0.1 \text{ M} \cap a$; $\phi_0 = 0.02$; $R_0 = 1.5 \text{ MM}$.

Рой пузырьков (рис. 6.) создает суммарную реактивную отдачу в направлении движения волн, усиливая их амплитуду и кинетическую энергию частиц жидкости. Показанная газовая прокладка (и множество их по длине волновода) играет своеобразную роль микрокомпрессора с отдачей реактивного импульса для продвижения акустических и ударных волн.

В жидкости с пузырьками пара на ранних экспериментах [3, 14], опытах Института теплофизики СО АН СССР, Института химфизики АН СССР был обнаружен эффект усиления волн, как при отражении от твердой стенки (рис. 7), так и непосредственно в прямой волне (рис. 8).

Результаты экспериментальных исследований, представленные на рис. 7, 8, 9 и на кинограмме (рис. 10) убеждают в правильности нашего подхода к интерпретации усиления кинетической энергии прямых волн в волноводах.

Автор в 1985 году принимал участие в серии экспериментов по изучению эффекта усиления ударных волн в глинистых суспензиях, обладающих тиксотропией, что позволяло сохранять микропузырьковую газовую фазу равномерно распределенной по вертикальному столбу жидкости в ударной трубе. Результаты экспериментов показали кратное (до 10 раз) увеличение амплитуды прямых и отраженных ударных волн. Эти работы упомянуты для подтверждения обсуждаемого здесь механизма усиления кинетической энергии движения волн в волноводах.

§6. ВОЛНЫ «ЦУНАМИ»

Интересно приложить данный механизм к скоростной характеристике волн «цунами». Ранее автор делал попытку [1] объяснить непосредственную связь возникновения «цунами» с новой интерпретацией механизма

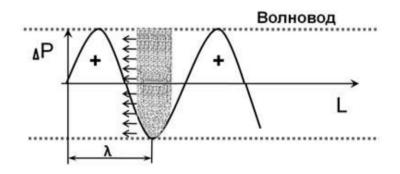


Рис. Б. Рой газовых пузырьков между полуволнами давления.

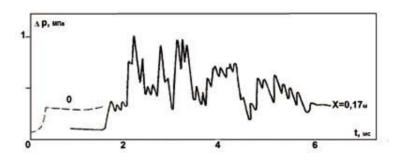


Рис. 8. Усиление волны в парожидкостной смеси: хладон-2]; $p_0 = 0.17$ МПа; $\phi_0 = 0.01$; $R_0 = 1.2$ мм.

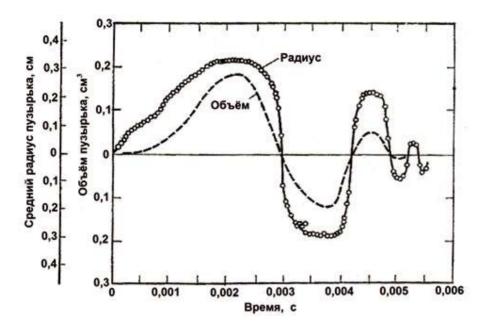


Рис. 9. Изменение размеров пузырька в зависимости от времени в процессе схлопывания и повторного образования.

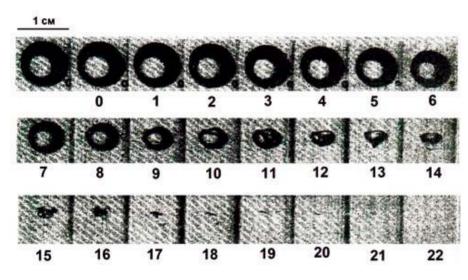


Рис. 10. Пример образования струйки в процессе нестационарного схлопывания и дробления пузырька. Интервал времени между последовательными кадрами 0,344 мс ($\Delta P=45.9$ мм рт. ст; T=24.9 °C; $R_0=0.744$ см).

землетрясений, поскольку 95% их появляются при этих катаклизмах и только 5% в результате вулканических извержений и обвалов [8].

Скорость (C) движения волн «цунами» равна:

$$C = \sqrt{g \cdot h}$$

где h — толщина захваченной волновым движением воды (глубина бассейна), м;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Для океана глубиной 5 км скорость «цунами» составляет 797 км/час, период 10-40 мин, длина волны 100 км и более.

0 газонасыщенности поверхностного слоя воды в океанах не имеет смысла доказывать, это хорошо известно. Ещё В.И. Вернадский обращал внимание на существования возможность двуокиси углерода в жидком состоянии в морских глубинах: «Её критическая температура равна 75 °C, а критическое давление - около 31 атм. Из этого ясчто очень значительная часть биосферы лежит в поле устойчивости жидкой углекислоты и в том числе весь всемирный океан - гидросфера! Уже при 0 °C и 33 атм. (330 м глубины) углекислота (в чистом виде) легко превращается в жидкость. На морских глубинах ниже 730 м (ниже критического давления) жидкая углекислота должна быть устойчивой, а не газообразной.»

В.И. Вернадский также указывал на важную особенность жидкой углекислоты: «Жидкая углекислота почти не растворяется в воде, и почти не растворяет воду. Поэтому при достаточном давлении и при низкой температуре образуется равновесие: водный раствор, содержащий « $\mathrm{CO}_2 \leftrightarrow$ жидкая углекислота + водный раствор.»

Жидкая двуокись углерода легче воды. Поэтому капли жидкой углекислоты постоянно всплывают вверх. Но, поднявшись к тому горизонту, где давление воды равно давлению насыщенного пара CO_2 (35-36 атм. при 1-2 °C), т.е. поднявшись до глубины 350-370 м, углекислота перейдет из жидкого в газообразное состояние. Так как плотность газообразной окиси углерода (0,1 г/см³) при этих условиях меньше плотности жидкой CO_2 (0,9 г/см³), то образование пузырьков газа уменьшить может плотность

воды в слое, находящемся выше глубины перехода ${\rm CO_2}$ в газ (рис. 4).

Переход из жидкого в газообразное состояние четко определяет нижнюю границу волновода. Верхняя же граница может быть сильно размыта, вплоть до поверхности океана. С одной стороны газообразная CO_2 лучше растворяется, чем жидкая, а с другой стороны пузырьки всплывают.

Хотя нижняя граница волновода поддается расчёту, но она не везде одинакова. Волноводы в воде океанов в разных местах находятся на различной глубине. В центральной части Атлантического океана нижняя граница волновода расположена на глубинах 700–800 м, тогда

как в северной части океана она поднимается до глубины около 100 м. Объяснение этого, по-видимому, надо искать не столько в различии температуры воды (это тоже имеет значение), сколько в различии состава газов, мигрирующих со дна. Парциальное давление перехода в свободное состояние смеси газов определяется долевым участием компонентов. Если, например, содержание CO_2 в газовой смеси равно 50%, то необходимое для её снижения давление 35 атм. будет достигаться не на глубине 350 м, а на глубине 700 м.

Газы, постоянно поднимающиеся со дна океанов и морей, имеют различное происхождение и состав. В частности это могут быть: двуокись углерода (CO_2), метан (CH_4), сероводород ($\mathrm{H}_2\mathrm{S}$), аммиак (NH_3) и некоторые другие. Об их органическом происхождении из свежих осадков на дне акваторий написано много. Например, углеводы при разложении выделяют углекислоту и метан, а белковые вещества — сероводород, аммиак и др.

Дегазация недр через так называемых «курильщиков» на дне океанов непрерывно выносит в толщу воды огромное количество углеводородных газов. По подсчетам профессора Б.М. Валяева за последние 500 млн. лет поступление газообразных углеводородов к поверхности Земли составило $2.5\cdot 10^{22}...10^{23}$ т.

Так, что искать источники газовыделения в океанах не приходится.

Кроме того, приповерхностный слой воды в океане постоянно насыщается пузырьками воздуха из-за ветровой ряби и поверхностного ветрового волнения.

Инициирующим началом одной или нескольких волн «цунами» в открытом океане являются разрывы горных пород коры большой протяженности на дне с выбросом большого объёма газов (CO_2 , CH_4 и др.) из разлома (рис. 11).

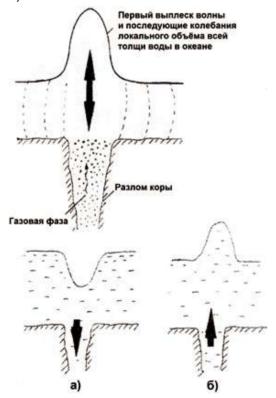


Рис. 11. Колебания тоши воды при вхождении глубинного разлома коры в ПАС:

а) – уход воды в разлом; б) – выплеск.

Все вместе взятое создает в толще воды рассредоточенную в виде мелких пузырьков газовую фазу. Она и служит источником развития высокой скорости движения волн «цунами» (до 1000 км/час). Косвенным признаком присутствия газов внутри волны являются так называемые «горящие» волны, которые наблюдаются ночью (свечение морской воды при прохождении волны «цунами»). Совсем недавно было замечено, что перед головным фронтом «цунами» бежит некая тень (полоска воды более темной окраски).

Как раз на примере разгона волн «цунами» можно убедиться в способности двухфазной среды регенерировать энергию продольных волн в волноводах. Хотя собственно к волноводам движение волн «цунами» отношения не имеет, оно иллюстрирует лишь адекватность предложенного механизма для обоснования распространения волн в волноводах.

§7 ВОЛНОВОДЫ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Волноводами в земной коре являются слой Конрада и слой Мохоровичича (слои К и М соответственно). Слой К условно разделяет гранитную и базальтовую части литосферы, слой М отделяет мантию от коры [6].

В геологии принято считать, что эти слои представляют собой границы раздела пород различного вещественного состава.

Слои К и М характерны тем, что дают скачки не только по скоростям вертикальных сейсмических волн, но и являются волноводами для латеральных преломлённых волн в разрезах континентальной коры.

Волноводность слоев К и М, на наш взгляд, связана не со сменой горных пород, а состоянием их раздробленности и содержанием в трещинной ёмкости флюидов (вода + газы) - см. рис 15. Отчасти это подтвердила Кольская сверхглубокая скважина, достигшая глубины 12,26 км. Для многих геологов это было неожиданностью.

Наличие разуплотнённости горных пород в слоях К и М заслуживает внимания ещё как причина глобального расширения Земли, которое выражается в разуплотнении верхних оболочек земного шара (астеносфера и нижние горизонты литосферы). Причем разуплотнение консолидированных пород материковой коры может носить очаговый характер, а не повсеместный.

Флюидонасыщение разуплотненных горных пород К и М обязано глубокому проникновению поверхностных вод в недра через разломы земной коры. Сомнения относительно внедрения глубинных разломов в слой М («МОХО») развеял на 27-ом Международном геологическом конгрессе, проходившем в Москве в 1984 году, английский сейсмолог Д. Мэтьюз, который продемонстрировал сейсмопрофили с разломами ниже границы «МОХО».

О наличии жидких флюидов в слоях волноводов свидетельствуют данные прямых измерений, с помощью которых установлено, что на глубинах 10–20 км на Балтийском, Канадском и Австралийском щитах, а также Западно-Европейской плите существуют проводящие слои с интегральной электропроводностью 20 Ом.

Помимо глобальных волноводов в литосфере имеются и локально распространенные проводящие слои. Они обычно выделяются как сейсмические латерали с пониженными значениями расчётной скорости продольных волн. Так, в районе Астраханского свода на глубине 8–11 км волновод характеризуется скоростями 4,8–5,0 км/с, а выше до глубины 4,5–5,0 км (что соответствует глубине залегания

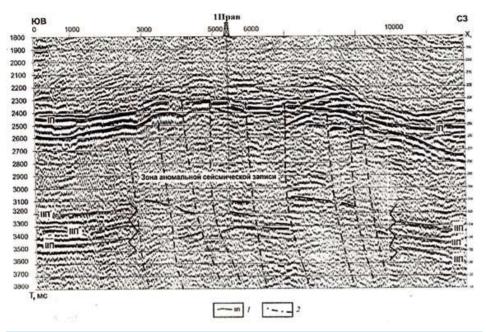


Рис. 12. Проявление аномальной сейсмической записи в волновом поле. Правобережная плошадь: I — отражающие горизонты; 2 — разрывные нарушения.

подсолевого комплекса) — повышенными скоростями 6,2—6,8 км/с [10]. Это явные указания на слой Конрада по глубине залегания и на трещиноватую проницаемую зону широтного простирания, насыщенную водой с газовыми компонентами и перекрытую сверху мощной соляной покрышкой (рис. 12). Там же, в интервале глубин 13—19 км по данным измерений электропроводности пород выявлен другой волновод. По результатам КМПВ, магнито— и гравиметрии установлен [11, 13] слой с пониженной скоростью продольных волн и плотностью, который можно отнести к разделу «МОХО».

Некоторые особенности прохождения акустических волн в пористых и трещиноватых породах, обладающих проницаемостью (катаклазиты, пористые и трещиноватые пласты). Акустическая волна, движущаяся в жидкости в таких горных породах, разбивается в соответствии с принципом Гюйгенса—Френеля на ряд точечных излучателей, количество которых равно количеству пор

Рис. 13. Падение акустической волны на преграду.

трещин сечении или В волновода. Это явление называется дифракцией волнового процесса. Дифракция возникает, когда геометрические размеры (d) преграды соизмеримы с длиной (λ) падающей на неё волны. Здесь возможны три варианта (рис. 13 и 14):

- 1. $d \ge \lambda$ дифракция отсутствует, образуется зона «акустической тени» за преградой;
- 2. $d = \lambda$ акустическое поле претерпевает незначительные искажения;
- 3. $d \le \lambda$ акустическое поле практически не нарушается.

Трещины или капилляры являются узкими волноводами, и присутствие в них микропузырьков газа также обеспечивает продвижение волн в направлении их распространения. Таким образом,

преломленные волны продвигаются в проницаемых пластах и слоях.

§8. ВОЛНОВОДЫ В ПЛАСТАХ ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ ЛИТОСФЕРЫ

Поскольку достоверно установлено наличие волноводов в пределах континентальной литосферы, можно перейти к рассмотрению волноводов в отдельных пластах осадочной толщи горных пород. Речь идет о нефтегазовых пластах, пористых и проницаемых, внутреннее пространство которых заполнено смесью флюидов (вода, нефть, газ).

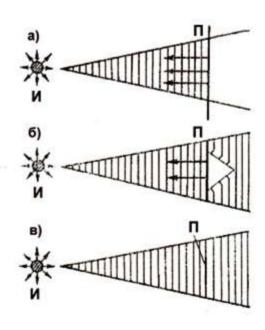
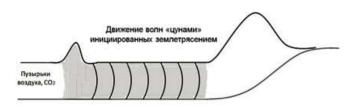


Рис. 14. Падение акустической волны на преграды различных размеров:

a) $d \gg \lambda$; 6) $d \approx \lambda$; B) $d \ll \lambda$.



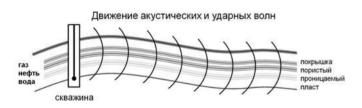
1. Волновод в океане.



2. Волновод «цунами».



3. Волновод земной коры.



4. Волновод в нефтегазовых пластах.

Рис. 15. Примеры реальных природных волноводов.

Ранее в ряде работ мы утверждали, что скопления углеводородов (УВ) обязаны движению газов (метан и его гомологи) по пластам - проводникам до попадания в ловушки. При этом газ является переносчиком дисперсно-рассеянной нефти. Вода же присутствует в породах — коллекторах изначально и является внешней фазой флюидной системы.

Скоплению залежей УВ способствуют покрышки пластов (глинистые или соляные). Таким образом, мы получаем готовый волновод.

Скважины, вскрывающие такие продуктивные пласты, предназначаются для отбора нефти или закачки воды с целью вытеснения нефти в добывающие скважины. При большом содержании попутных газов в пластах может быть режим естественного выхода нефти в скважины под напором газовой фазы. Так или иначе, в нефтяных пластах газ находится либо в свободном (пузырьковом), либо в растворенном состоянии. Используемое в настоящее время волновое воздействие на нефтяные пласты из скважин преследует цели дренировать матрицу пласта и заставить застойную нефть двигаться к забоям добывающих скважин. Тогда здесь появляется задача использовать для этой цели волноводные свойства пластов, поскольку коэффициент рассеивания волн и декремент их затухания значительно больше, чем в однородных толщах воды в морях и океанах.

Ключевым моментом в технологии волнового воздействия на продуктивные пласты из скважин является содержание и состояние газовой фазы внутри нефтяной залежи. При наличии газовой фазы в нефтяных пластах и без неё газ всегда в каком-то количестве находится в порах и трещинах коллектора, т.е. рассеян в объёме пласта. Ударные или акустические волны, посылаемые в пласт и проходящие по жидкой фазе, непрерывной по простиранию пласта, распространяются на километры от источника за счет регенерации их кинетической энергии. Данный эффект даёт возможность применять волновые методы для повышения нефтеотдачи пластов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итак, мы видим, что механизм передачи кинетической энергии газонасыщенной жидкой среды двигающимся продольным волнам в пределах волноводов один и тот же: и в волнах «цунами», и в слуховых трубах океана, и в волноводах земной коры, и в проницаемых пластах осадочной толщи горных пород. Определяющими условиями существования волноводов являются непрерывность жидкой среды, её газонасыщенность.

Примеры реальных природных волноводов приведены на рис. 15.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Бреховских Л.М. О распространении звука в подводном звуковом канале. // Доклады Академии наук СССР. М.: Академия наук СССР, 1949. 69. 157 с.
- 2. Бреховских Л.М. Распространение звуковых и инфразвуковых волн в природных волноводах на большие расстояния. Доклад на 3-м Международном конгрессе в г. Штутгарт (ФРГ), сентябрь 1959.

REFERENCES

- 1. Brekhovskikh L.M. On sound propagation in the underwater sound channel. // Reports of the USSR Academy of Sciences. M.: Academy of Sciences of the USSR, 1949. 69. 157 p.
- 2. Brekhovskikh L.M. Propagation of sound and infrasound waves in natural waveguides over long distances. Report on the 3rd International Congress in Stuttgart (Germany), September 1959.

<u>ЛИТЕРАТУРА</u> (окончание)

- 3. Борисов А.А., Гельфанд Б.Е., Нигматулин Р.И. и др. Усиление ударных волн в жидкостях с пузырьками пара и растворяющегося газа. // Доклады Академии наук СССР. М.: Академия наук СССР, 1982. т. 263. №3. с. 594 598.
- 4. Иванников В.И. Волны цунами (новый взгляд на их природу) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2013. №2. с. 43-47.
- 5. Ивинги М. и Ворцель Д. Сверхдальнее распространение звука. Сб. статей «Распространение звука в океане». М.: «Иностранная литература», 1951.
- 6. Каракин А.В., Курьянов Ю.А., Павленкова Н.И. Разломы, трещиноватые зоны и волноводы в верхних слоях земной оболочки Изд. Гос. Научный центр РФ М.: ВНИИгеосистем, 2003. 232 с.
- 7. Карус Е.В., Саркисов Ю.М. Об антистратиформном характере разреза кристаллического основания континентальной земной коры. Доклады Академии наук СССР. М.: Академия наук СССР, 1986. т.289. №1. с. 176-179.
- 8. Магницкий В.А. Общая геофизика М.: МГУ, 1995. 317 с.
- 9. Накоряков В.Е., Покусаев Б.Г., Шрейбер И.Р. Волновая динамика газо- и парожидкостных сред. М.: Энергоатомиздат, 1990. 248 с.
- 10. Пыхалов В.В., Рихтер Я.А. Аномальная земная кора Астраханского свода Известия Саратовского университета, «Науки о Земле» Саратов: Саратовский университет, 2014. т. 14. вып.1.
- 11. Розенберг А.Д. Об одном новом явлении в гидроакустике Доклады Академии наук СССР. М.: Академия наук СССР, 1949. 69. 175 с.
- 12. Румынская И.А. Основы гидроакустики. Ленинград: «Судостроение», 1979. 214 с.
- 13. Саркисов Ю.М., Кудымов В.М., Овчаренко А.В., Берзин Р.Г., Сулейманов А.К. Новые данные о составе, структуре и геодинамике континентальной коры // «Советская геология» М.: ФГУП ЦНИГНИ цветных и благородных металлов, 1992. №3. с. 88-96.
- 14. Kutateladze S.S., Nakoryakov V.E., Pokusaev B.G. Experimental inrestigation of ware processes in gasand vapor liguid media / Two-phase Momentum and Heat and Mass Transfer. Hemisphere Publ. Cor., N.Y., 1979. 1. pp. 47-61.

REFERENCES (ending)

- 3. Borisov A.A., Gelfand B.E., Nigmatulin R.I. etc. The Reinforcement of shock waves in liquids with vapour bubbles and dissolved gas. // Reports of the USSR Academy of Sciences. M.: Academy of Sciences of the USSR, 1982. v. 263. №3. p. 594–598.
- 4. Ivannikov V.I. Tsunami wave (a new perspective on their nature) // Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij. M.: CJSC "VNIIOENG". 2013. №2. p. 43-47.
- "VNIIOENG", 2013. №2. p. 43-47.
 5. Ewingi M. and D. Worcel long range sound propagation. Collection of articles "Sound propagation in the ocean." Moscow: "Foreign literature", 1951.
 6. Karakin A.V., Kuryanov Y.A., Pavlenkova N.
- 6. Karakin A.V., Kuryanov Y.A., Pavlenkova N. Faults, fractured zones and waveguides in upper layers of the earth's shell Ed. State. The scientific center of the Russian Federation M.: Vniigeosystem, 2003. 232 p.
- 7. Karus E. V., Sarkisov Yu.M. Ancistrotermes About the nature of the breakdown of the crystalline basement of the continental crust. Reports of Academy of Sciences of the USSR. M.: Academy of Sciences of the USSR, 1986. ⊤. 289. №1. p. 176-179.
- 8. Magnitsky V.A. General Geophysics M.: MGU, 1995. 317 p.
- 9. Nakoryakov V.E., Pokusaev B.G., Schreiber I.R. Wave dynamics of gas and vapor-liquid media. M.: Energoatomizdat, 1990. 248 p.
- 10. Pyhalov V.V., Richter J.A. The Anomalous crust of the Astrakhan arch of the proceedings of the Saratov University, "Earth Science" Saratov: Saratov University press, 2014. vol. 14. issue 1. 11. Rosenberg A.D. One new phenomenon in
- 11. Rosenberg A.D. One new phenomenon in hydroacoustics reports of the Academy of Sciences of the USSR. M.: Academy of Sciences of the USSR, 1949. 69. 175 p.
- 12. Romanian I.A. Fundamentals of hydroacoustics. Leningrad: "Shipbuilding", 1979. 214 p.
- 13. Sarkisov Yu.M., Kudinov V.M., Ovcharenko A.V., Berzin, R.G., Suleimanov A.K. New data on the composition, structure and geodynamics of the continental crust // Soviet Geology M.: the FSUE TSNIGRI non-ferrous and noble metals, 1992. №3. p. 88-96.
- 14. Kutateladze S.S., Nakoryakov V.E., Pokusaev B.G. Experimental inrestigation of ware processes in gas-and vapor liguid media / Two-phase Momentum and Heat and Mass Transfer. Hemisphere Publ. Cor., N.Y., 1979. 1. p. 47-61.

VΔK 621.6-7

Способ контроля физических параметров магистральных трубопроводов

З.Х. Ягубов – доктор техн. наук, заведующий кафедрой; А.Э. Старцев – канд. техн. наук, доцент; А.Э.Беляев - канд. техн. наук, доцент; С.В. Полетаев – старший преподаватель (Ухтинский государственный технический университет)

Развитие транспортных систем, в том числе нефтеи газотранспортных систем отнесено к приоритетным задачам, стоящим перед Российской Федерацией на ближайшие годы. Транспортировка нефти и газа на сегодняшний день осуществляется преимущественно по трубопроводам. Срок безаварийной эксплуатации определяет основные технико-экономические показатели всей трубопроводной системы в целом. Поэтому развитие методов и технических средств диагностики состояния находящихся в эксплуатации трубопроводов является актуальной задачей.

Одним из определяющих факторов снижения механической прочности трубы, находящейся в длительной эксплуатации, является коррозия её стенок. Коррозии подвергаются как внешние, так и внутренние поверхности трубопроводных систем. Внутренняя поверхность трубы может быть исследована при помощи различных инструментальных средств технического контроля (в том числе визуального), поскольку к ней возможен непосредственный доступ. Непосредственный доступ к наружной поверхности трубы зачастую невозможен, т.к. труба закрыта земляным валом. Поэтому непосредственный контроль процесса коррозии наружной части трубы технически и экономически сильно затруднен. Косвенные методы контроля основаны преимущественно на определении качества наружной защитной изоляции трубы [1]. Данные методы позволяют судить о качестве изоляции на достаточно больших отрезках трубопровода. Выявление и локализация повреждений возможны только средствами инструментального контроля в точке земной поверхности, расположенной непосредственно над исследуемым участком. Все это делает мониторинг состояния изоляции трубы малоэффективным, главным образом из-за больших экономических и временных затрат. Растянутость измерений во времени, снижает достоверность накапливаемых данных в связи с нестационарностью системы.

Хорошо известны и широко внедрены системы защиты трубопроводов путем поляризации поверхности трубы с целью смещения потенциала металла трубы в сторону отрицательных значений относительно контактной среды – почвенного электролита, препятствующего протеканию процесса окисления металла трубы.

На практике это достигается установкой станций катодной защиты (СКЗ) с интервалом от 20 км до 40 км. Активная установка катодной защиты, включает в свой состав глубинный анодный заземлитель (ГАЗ), анодный кабель, собственно станцию катодной защиты, как источник постоянного тока, создающий смещение потенциала трубы относительного почвенного электролита, катодный кабель, создающий гальваническую связь СКЗ с защищаемой трубопроводом. Сопротивление растеканию анодного тока через ГАЗ не должно превышать 10 Ом [2].

При этом надо учитывать, что необходимо изолировать заземленный электродвигатель привода управления задвижкой от самой задвижки, т.е. устранить гальваническую связь между электродвигателем и трубой магистрального трубопровода.

Таким образом, в месте установки СКЗ технически возможно подключение дополнительных генерирующих и измерительных устройств (при временно отключенной СКЗ), создающих изменяющийся во времени потенциал между изолированной трубой и контактирующими с ней почвенными электролитами через низкоомное сопротивление ГАЗ (рис. 1).

Следовательно, можно рассматривать участок трубопровода между двумя соседними СКЗ как канал передачи электромагнитных волн, анализ параметров распространения, которых позволит установить наличие неоднородностей канала. Выявляемые неоднородности будут свидетельствовать о наличии физических неоднородностей трубопровода на отдельно взятых участках.

Рассматриваемая возможность диагностики физических характеристик трубопровода требует теоретического обоснования, а также доказательства возможности пространственного позиционирования предполагаемых дефектов трубопровода.

Математическая модель подземного участка трубопровода может быть получена при рассмотрении трубы (рис. 2) в виде длинной линии с распределенными параметрами. Схема замещения участка такой линии представлена на рис. 2 и описывается следующей системой дифференциальных уравнений в частных производных первого порядка, составленных по законам Кирхгофа [3, 4]

$$\begin{cases} -\frac{\partial u}{\partial x} = L_0 \frac{\partial i}{\partial t} + R_0 i \\ -\frac{\partial i}{\partial x} = G_0 u + C_0 \frac{\partial u}{\partial t} \end{cases}$$
(1)

где R_0 – активное сопротивление единицы длины трубы;

 $G_{\rm 0}$ – проводимость утечки через защитную изоляцию на единице длинны трубы;

 $L_{
m 0}$ – продольная индуктивность единицы длины трубы, представленной в виде длинной линии;

 C_0 – ёмкость участка трубопровода относительно земли на единицу длины.

Исходя из физических характеристик объекта, погонные параметры могут быть записаны следующим образом [5, 6]:

$$C_0 = \frac{2\pi \cdot \varepsilon \cdot \varepsilon_0}{\ln\left(\frac{D_{TP} + h_{U3}}{D_{TP}}\right)} \cdot 1000; \quad (\Phi/\kappa M), \tag{2}$$

где D_{TP} – наружный диаметр трубы (м);

 $h_{\rm H3}$ – толщина защитного покрытия трубы (м);

ε – диэлектрическая проницаемость материала защитного покрытия трубы;

 $\varepsilon_0 = 8,854187817620 \cdot 10^{-12} \left(\Phi \cdot {\it M}^{-1} \right)$ – электрическая постоянная.

$$L_0 = 2 \ln \left(\frac{D_{TP} + h_{H3}}{D_{TP}} \right) \cdot 10^{-4} + 1,007 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{1}{D_{TP}} \right) \cdot \sqrt{\frac{\rho_1 \cdot \mu_1}{f}}; \quad (\Gamma_H / \kappa_M),$$
 (3)

где D_{TP} – наружный диаметр трубы;

 μ_{1} – относительная магнитная проницаемость материала трубы;

 ρ_{1} – удельное сопротивление металла трубы.

$$R_0 = \frac{\rho_1}{\frac{\pi}{4} \left(D_{TP}^2 - \left(D_{TP} - H \right)^2 \right)} \cdot 1000; \quad (4)$$

где H – толщина стенки трубы (M); ρ_1 – удельное сопротивление металла трубы $(OM \cdot M)$.

$$G_0 = \frac{\pi D_{TP}}{\rho_2 h} \cdot 1000;$$
 (5)

где D_{TP} – наружный диаметр трубы ($_{M}$):

h — толщина защитной изоляции трубы (M);

 ρ_2 — удельное сопротивление материала защитной изоляции трубы $(O_M \cdot M)$.

Полученная система телеграфных уравнений (1) может иметь частные решения для синусоидальных сигналов в случае принятия допущения о её линейности. Пример математического описания подобного линейного канала передачи информации для синусоидальных сигналов в символической (комплексной) форме записи для действующих значений напряжений и токов с применением гиперболических функций может быть представлен следующей системой

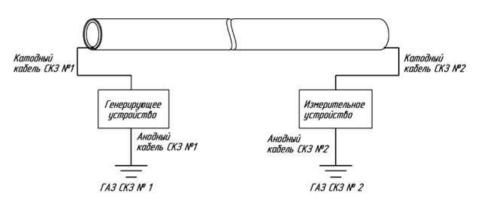


Рис. 1. Электрическая схема включения генерирующего и измерительных устройств на участке между двумя СКЗ.

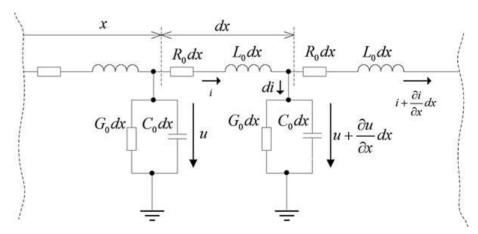


Рис. 2. Схема замешения участка подземного трубопровода.

$$\begin{cases} \dot{U}(y) = \dot{U}_2 ch(\gamma y) + \dot{I}_2 Z_B sh(\gamma y) \\ \dot{I}(y) = \frac{\dot{U}_2}{Z_B} sh(\gamma y) + \dot{I}_B ch(\gamma y) \end{cases}$$

где $\dot{U}(y)$ и $\dot{I}(y)$ - комплексы напряжения и тока в линии в произвольной точке линии на расстоянии от ее конца;

$$\gamma = \sqrt{\left[R_0 + j\omega L_0\right] \cdot \left\lceil \left(G_0\right) + j\omega \left(C_0\right) \right\rceil} = \alpha + j\beta$$
 - посто-

янная распространения линии;

 α - коэффициент затухания волны на единицу длины линии:

β - коэффициент фазы, представляющий собой изменение фазы волны на единицу длины линии;

$$\underline{Z}_{B} = \sqrt{\frac{\left[R_{0} + j\omega L_{0}\right]}{\left[\left(G_{0}\right) + j\omega\left(C_{0}\right)\right]}}$$
 - волновое сопротивление

линии.

Передачу сигнала по длинной линии, физически представляющей участок подземного трубопровода, можно рассматривать как два одновременных взаимосвязанных процесса распространения волны тока и волны напряжения [3]. При этом, если длинная линия будет физически однородной и нагруженной на сопротивление нагрузки, равное волновому сопротивлению линии, т.е. $\underline{Z}_H = \underline{Z}_B$, то отражения волн в линии не происходит.

В том случае, если условие линия физически неоднородна или не выполняется условие $Z_H = Z_B$, на участке неоднородности происходит отражение падающих волн тока и напряжения, с коэффициентами отражения

$$K_{u} = \frac{\dot{U}_{O}}{\dot{U}_{II}} = \frac{Z_{H} - Z_{B}}{Z_{H} + Z_{B}},\tag{6}$$

где $K_{\rm u}$ - коэффициент отражения по напряжению;

 \dot{U}_{o} - комплекс отраженной волны напряжения;

 $\dot{U}_{\scriptscriptstyle I\!I}$ - комплекс падающей волны напряжения.

$$K_i = \frac{\dot{I}_O}{\dot{I}_B} = \frac{Z_B - Z_H}{Z_U + Z_B},$$
 (7)

где K_i - коэффициент отражения по току;

 $\dot{I}_{\scriptscriptstyle O}$ - комплекс отраженной волны тока;

 $\dot{I}_{\scriptscriptstyle II}$ - комплекс падающей волны тока.

Таким образом, расстояние до локальной физической неоднородности трубы можно оценить по параметрам отражённой от этого участка волны напряжения или тока.

Для оценки практической реализуемости данного метода,

осуществим расчёт основных погонных параметров трубопровода, уложенного в земле, на различных частотах синусоидального сигнала, генерируемого генерирующим устройством (рис. 1).

Наибольшую информативность представляют такие параметры, как вносимое одним километром трубопровода затухание, волновое сопротивление и величина фазового сдвига колебания на единице длины в один километр.

В качестве рассмотрим трубу диаметром 1420 мм с толщиной стенки 18,7 мм, выполненной из трубной стали 17Г2СФ с удельным сопротивлением 0,245 Ом мм²/м. Погонные параметры трубопровода определим для различных типов покрытия трубы в зависимости от частоты протекающего в ней синусоидального тока. По их значениям построим зависимости затухания от частоты синусоидального сигнала на входе участка испытываемого трубопровода.

Импульс напряжения на начальном участке исследуемого трубопровода, должен иметь конечную длину. В противном случае спектр импульса будет бесконечным, что затруднит идентификацию реакции объекта (участка трубопровода) на этот импульс.

Любой импульс конечной длины может быть разложен в ряд Фурье с определенным набором спектральных составляющих с частотами кратными частоте основной гармоники. Согласно предложенной математической модели участка трубопровода, как элемента электрической цепи, он представляет фильтр низких частот (ФНЧ), следовательно, высшие гармоники сигнала будут затухать тем более интенсивно, чем выше частота гармоники. Частотная зависимость затухания на участке трубопровода длинной 1 км в Нп согласно предложенной модели представлена на рис. 3.

Поэтому отраженный от локального участка физической неоднородности, принятый измерительной аппаратурой сигнал, будет иметь форму отличную от излучаемой. В большинстве случаев при локализации дефектов на значительном удалении от источника сигнала

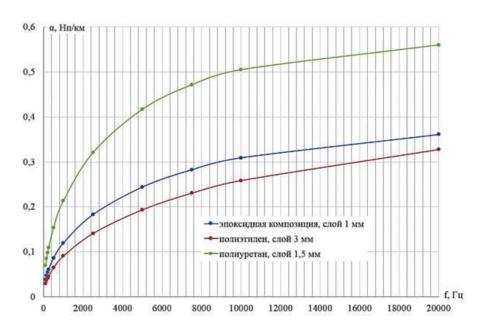


Рис. З. Частотная характеристика затухания, вносимого 1 км трубопровода в зависимости от материала и толшины наружной зашитной изоляции трубопровода.

принимаемый отраженный сигнал будет содержать только первую гармонику.

При этом необходимо отметить, что электромагнитная волна будет распространяться в обоих направлениях вдоль трубопровода от точки приложения импульса напряжения. Следовательно, осциллограмма напряжения в точке подключения катодного кабеля СКЗ будет представлять наложение отраженных волн от локальных дефектов участков, примыкающих к точке с разных сторон.

На основе предложенной модели произведем симуляцию процесса распространения электромагнитной волны в трубе магистрального трубопровода длинной 16000 м, имеющем дефект в виде сквозного пробоя наружного покрытия на участке длинной 1 м, расположенный на расстоянии 5000 м от источника сигнала в программе FASTMEAN. Будем предполагать, что участок трубопровода, примыкающий к точке приложения сигнала с противоположной стороны, дефектов наружного покрытия не содержит.

Параметры трубы:

- диаметр 1420 мм;
- толщина стенки 18,7 мм;

• наружное покрытие – полиэтилен, толщиной 3 мм. Рассчитанные согласно (2), (3), (4) и (5) погонные параметры магистрального трубопровода в соответствии с предложенной моделью, представлены в табл. 1.

Анализ осциллограммы (рис. 4), показывает, что время прохождения импульса длиной 6 мкс, амплитудой 100 В от точки его приложения до локального дефекта магистрального трубопровода и обратно с учетом его длины составляет:

$$t = 84,193 - 3 = 81,193$$
 MKC;

где 3 мкс - половина длины импульса.

При скорости распространения волны в трубе [3] равной:

$$v = \frac{1}{\sqrt{L_{\scriptscriptstyle 0} \cdot C_{\scriptscriptstyle 0}}} = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot 10^{-7} \cdot 3,29 \cdot 10^{-4}}} = 1,233 \cdot 10^{5} \quad \text{km/c,}$$

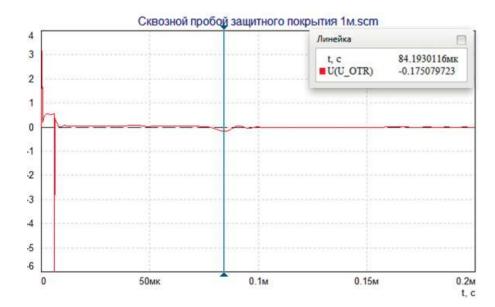


Рис. 4. Осциллограмма напряжения в точке контроля.

Таблица 1. Значения погонных параметров магистрального трубопровода согласно рис. 2.

Погонный параметр	Значение погонного параметра				
Участок без дефектов наружного покрытия					
R_0 , (Ом / км)	7,89 · 10 ⁻³				
$G_{\scriptscriptstyle 0}$, (См / км)	8,9 · 10 ⁻⁷				
L_{0} , (Гн/км)	2 · 10-7				
C_0 , $(\Phi/\kappa M)$	3,29 · 10 ⁻⁴				
Участок со сквозным пробоем наружного покрытия					
R ₀ , (Ом / км)	7,89 · 10 ⁻³				
G ₀ , (См / км)	1,0 · 10 ⁻²				
$L_{\scriptscriptstyle 0}$, (Гн/км)	2 · 10 ⁻⁷				
C_0 , $(\Phi/\kappa {\scriptscriptstyle M})$	0				

расстояние до дефекта покрытия трубы, рассчитанное по осциллограмме составит:

$$l = \frac{v \cdot t}{2} = \frac{1,233 \cdot 10^5 \cdot 81,193 \cdot 10^{-6}}{2} = 5,0055 \text{ km}.$$

Затухание импульса с учетом коэффициента отражения волны от участка неоднородности, обусловленным дефектом покрытия трубы, в дБ составит

$$201g\left(\frac{100}{0,17508}\right) = 55,39$$
 дБ, что вполне приемлемо с точ-

ки зрения возможности идентификации принимаемого отраженного сигнала.

Поскольку затухание сигнала на единицу длины трубы является не только функцией технических параметров трубы и её наружного покрытия, но и функцией длины импульса т.е. частоты первой спектральной составляющей импульса (рис. 3), то варьируя его длину можно оптимизировать принимаемый отраженный сигнал как по амплитуде, так и по частоте первой гармоники.

Таким образом, предложенная методика диагностики дефектов наружного покрытия магистральных трубопроводов, обладает потенциалом её технической реализации без внесения значительных изменений в систему катодной защиты. Точность диагностики повреждений наружного покрытия труб будет определяться целым рядом

факторов, учет влияния которых могут выявить последующие практические и теоретические исследования в этом направлении. Очевидно, что методика однозначно позволяет диагностировать и с разной степенью точности позиционировать дефекты покрытия по длине трубопровода. Результаты диагностики, могут уточняться при

помощи инструментальных измерений на самом трубопроводе. Тем самым значительно снижается объём работ по выявлению дефектов покрытия, а также появляется возможность диагностики наличия дефектов покрытия и их идентификации по характеру повреждения изоляции.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. ВРД 39-1.10-026-2001. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов. Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром». введено 2001-01-29.— М.: 000 «ВНИИГАЗ», 2001. 74 с.
- 2. СТО Газпром 2-3.5-047-2006. Инструкция по расчету и проектированию электрохимической защиты от коррозии магистральных газопроводов. Стандарт организации ОАО «Газпром». введено 2005-10-21 М.: «ВНИИГАЗ», 2006. 55 с.
- 3. Бакалов В.П. Основы теории цепей: учебник для вузов 2-е изд., перераб. и доп. М.: Радио и связь, 2003. 588 с.
- 4. Матханов П.Н. Основы анализа электрических цепей. Линейные цепи: учеб. для электротехн. и радиотехн. спец. вузов. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Высшая школа, 1990. 400 с.
- 5. Голдштейн Л.Д., Зернов Н.В. Электромагнитные поля и волны Изд. 2-е, переработанное и дополненное.- М.: Советское радио, 1971. 664 с.

REFERENCES

- 1. VRD 39-1.10-026-2001. Methods of assessment of the actual situation and condition of underground pipelines. Departmental guidance document CJSC "Gazprom". introduced 2001-01-29.— M.: LLC "VNIIGAZ", 2001. 74 p.
- 2. STO Gazprom 2-3.5-047-2006. Manual on calculation and designing of electrochemical protection against corrosion of gas pipelines. Standartorganizacii CJSC «Gazprom». Vvedeno 2005-10-21 M.: LLC «VNIIGAZ», 2006. 55 p.
- 3. Bakalov V.P. Fundamentals of the theory of circuits: textbook for universities 2-nd ed., Rev. and extra M.: Radio i svjaz', 2003. 588 p.
- 4. Matchanov P.N. Framework for the analysis of electrical circuits. Linear circuit: proc. for the electrical. and radiotekhn. spec. universities. 3 rd ed. Rev. andextra M.: Higherschool, 1990. 400 p.
- 5. Goldstein L.D., Zernov N.V. Electromagnetic fields and waves Vol. 2nd, revised and enlarged. M.: Sovetskoe radio, 1971. 664 p.

VAK 628.316.12:543.383.2:502

Экологическое обезвреживание нефтесодержащих отходов, образующихся при эксплуатации нефтегазопроводов и нефтехранилищ

Т.Д. Ланина – доктор техн. наук, доцент; 'И.Ю. Быков – доктор техн. наук, профессор; 'С.Г. Автамонов – аспирант ²С.Н. Донин – зам. генерального директора ('Ухтинский государственный технический университет; ²ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка»)

На предприятиях добычи и транспорта углеводородов постоянной проблемой остается разгерметизация межпромысловых нефтепроводов, при этом разлив конденсата и нефти на почву, попадание нефтепродуктов в водоемы приводит к устойчивому загрязнению компонентов окружающей среды (почв, донных отложений, поверхностных вод), изменению структуры и численности сообществ бентосных организмов, негативному влиянию на популяцию рыб.

В 2014 г. в Республике Коми официально зарегистрировано 17 аварийных разливов на нефтепроводах, в том числе 4 разлива с попаданием нефтепродуктов в водные объекты, площадь нефтяного загрязнения превысила 20 тыс. м², средняя концентрация нефтепродуктов в донных отложениях поверхностных водоемов [1] в районах нефтедобычи в 1,5-2 раза выше ПДК.

Накопленный объём нефтепромышленных отходов по Республике Коми превышает 500 тыс. тонн. При этом отходы образуются на всех этапах добычи, транспорта и переработки нефти, и количество их постоянно растет: на 1 тыс. тонн сырой нефти образуется от 1 до 5 тонн нефтешламов. Шламонакопители, где складируются углеводородсодержащие отходы, из-за длительного срока эксплуатации, превратились из средства предотвращения в постоянно действующий источник нефтезагрязнений.

Следовательно, оптимизация методов эксплуатации нефтегазопроводов, предусматривающих полезную утилизацию углеводородсодержащих отходов, накопленных ранее и вновь образующихся, является актуальной залачей.

Анализ состава нефтешламов (табл. 1) показывает, что содержащиеся в них в большом количестве углеводороды, могут быть использованы как дополнительный источник извлечения углеводородного сырья. Механические примеси в составе отходов способствуют стабилизации нефтяной эмульсии и образованы главным образом солями железа, кальция, магния и окисью кремния, кроме того в составе отложений присутствуют и соли тяжелых металлов (Рb, Hg, Zn, Ni, Mn, Cr, Mo) в концентрациях,

определяющих их экологическую опасность. Спектры рентгеновской флуоресценции неорганической части плотного осадка нефтесодержащего шлама УПН «Баган» и конденсатопровода Западный Соплеск — ГРС-2 представлены на рис. 1.

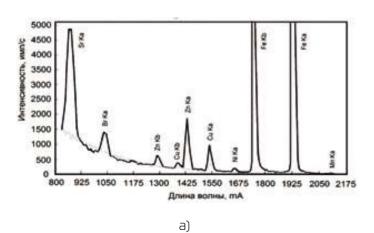
Для утилизации легких фракций углеводородов может быть использован метод ректификации с использованием малотоннажных установок [2]. Для определения технологических параметров процесса были отобраны пробы некондиционного конденсата из продувочной ёмкости ГРС-2 «Печора» (действующий конденсатопровод Вуктыл – Западный Соплеск – Печора).

Светлые фракции углеводородов в составе конденсата составили 63%, из них бензиновые фракции - 9÷12%, керосиновые - 12÷23%, дизельные - 31÷39%; высококипящие фракции в составе конденсата представлены газойлем 17% и гудроном 20%. Характеристики бензиновой фракции н-к 180 °C соответствуют требованиям ГОСТ 2084-77 для бензинов марки А-72 и А-76, дизельной фракции 240-350 °C - требованиям ГОСТ Р 52368-2005 для дизельного топлива. Важнейшими характеристиками углеводородных фракций, определяющими условия их разделения, являются энтальпии жидкой и паровой фаз, изобарные температурные кривые и равновесные кривые системы жидкость-пар при различных температурах переработки. Решение этой задачи индивидуально для состава конденсата каждого месторождения. Расчет теплофизических свойств конденсата и равновесных кривых для случая разделения исходного сырья на две фракции (бензин – дизельное топливо) был выполнен по методу Вильсона [3], на основании равновесных данных по-строены изобарные температурные кривые t-x, у (рис. 2a) и равновесная кривая $Y^* - X$ для смеси бензин – дизельное топливо при атмосферном давлении (рис. 2б).

Кривая равновесия фаз используется в последующем для графического определения числа теоретических тарелок в насадочной ректификационной колонне, и построена на основании изобарных температурных

Таблица 1. Состав нефтесодержащих отходов.

	Группы углеводородных загрязнений, %							
Место отбора пробы	парафины	СМОЛЫ	асфальтены	масла	нефть	мех примеси		
ОАО «Северные магистральные нефтепроводы»								
НПС Чикшино — НПС Ухта	40,35	7,58	0,65	51,42	отс.	отс.		
Магистральный нефтепровод «Ухта–Ярославль»	22,3-26,4	2,5-7,5	0,46-3,9	15,1-28,2	10,4-14,8	30,7-36,6		
000 "Газпром трансгаз Ухта"								
Конденсатопровод Западный Соплеск – ГРС–2	32,1-41,8	0,2-0,3	0,10-0,15	32,0-35,9	отс.	18,0-25,8		
Сосногорский газо- перерабатывающий завод	27,21	3,91	7,09	59,83	отс.	1,96		
000 «ЛУКОЙЛ — Коми»								
НШУ «Ярега-нефть»	38,5	1,5	1,2	58,8	отс.	отс.		
УПН «Уса»	7,95	10,01	3,2	отс.	78,55	0,29		
УПН «Возей»	23-47	1,73-3,31	4,87-5,1	отс.	22,7	0,33		
УПН «Баган»	1,9	16,99	1,19	60,67	17,55	1,73		
УПН «Тэбукнефть»	0,7	6,82	0,8	67,68	24,0	10,6		
000 «ЛУКОЙЛ-УНП»	2,23	15,5	2,32	74,95	4,63	0,37		
000 «ЛУКОЙЛ- Ухтанефтепереработка»	0,84	12,5	1,12	80,4	отс.	5,14		



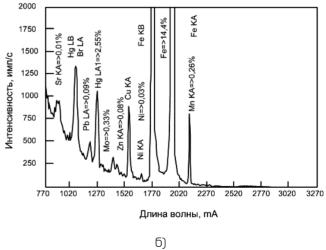


Рис. 1. Спектр рентгеновской флуоресценции неорганической части плотного осадка нефтесодержащего шлама: а) УПН «Баган» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

б) конденсатопровод Западный Соплекс – ГРС-2.

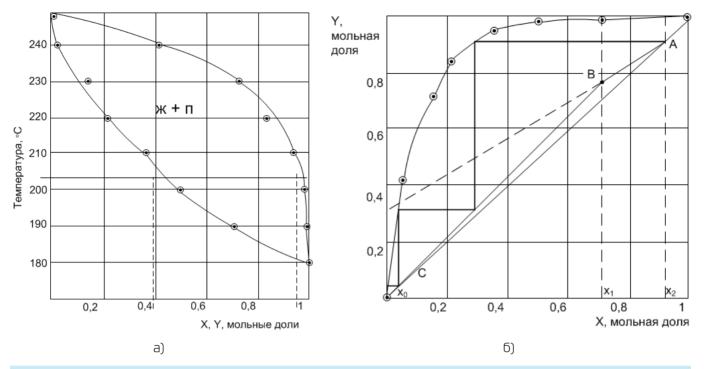


Рис. 2. Зависимость температур кипения и конденсации от состава фаз (а) и кривая равновесия фаз (б) в координатах X-Y для системы бензин — дизельное топливо.

кривых. При разделении бинарной смеси путем ректификации обычно достаточно одной простой колонны, чтобы получить заданные составы ректификата и остатка [4]. Для разделения многокомпонентной смеси возникает необходимость применения нескольких простых колонн, т.к. выделяется несколько целевых продуктов (фракций), к составу которых предъявляются определенные требования. Последовательность выделения компонентов или соответствующих фракций из смеси, определяет схему расположения колонн и их число.

В нефте- и газопереработке в основном применяются колонны тарельчатого типа, однако, в последние годы в связи с созданием эффективных насадок возрос интерес и к насадочным колоннам. Технологическая схема для получения бензиновой фракций н–к 180 °С, и дизельной фракции н–к 250 °С из некондиционного конденсата с применением насадочной колонны 2 представлена на рис. 3.

Газовый конденсат поступает в промежуточную ёмкость 1, откуда насосом 2 подается в теплообменник 3, и подогревается до температуры кипения. Нагретая смесь поступает на разделение в ректификационную колонну 5 на тарелку питания, где состав жидкости соответствует составу исходной смеси. Стекая вниз по колонне, жидкость взаимодействует с поднимающимся вверх паром, и пар обогащается легколетучим компонентом. Основная часть конденсата выводится из верхней части колонны в виде готового продукта разделения – дистиллята и охлаждается в холодильнике 7, после чего направляется в промежуточную ёмкость для сбора дистиллята 8, а оставшийся продукт подается в верхнюю часть колонны в виде флегмы для обогащения паровой фазы. Охлаждение дистиллята осуществляется водой, имеющей начальную температуру 4 °C. Из кубовой части колонны насосом 9 непрерывно выводится кубовая жидкость – продукт, обогащенный труднолетучим компонентом, который охлаждается в теплообменнике 10, и направляется в ёмкость 11.

На основании выполненных по стандартной методи-ке [4] расчетов для установки с производительностью по исходному продукту 27,4 м³/сут., получены следующие технологические характеристики: производительность ректификационной колонны насадочного типа по дистилляту P=0,135 кг/с, по кубовому остатку W=0,065 кг/с; содержание летучего компонента в исходной смеси F=63% (масс.), в дистилляте P=90% (масс.); в кубовом остатке W=3% (масс.); диаметр колонны 0,6 м; высота слоя насадки 8,9 м; высота ректификационной колонны 12,1 м; сопротивление слоя насадки 7217 Па; флегмовое число R=1,95; давление в паровом пространстве дефлегматора P=0,1 МПа; удельная тепловая нагрузка для испарителя 17,34 кВт/м².

В составе углеводородных отходов (табл. 1) большая доля принадлежит нефтяным маслам (58,8-80,4%) и парафиновым фракциям, для утилизации которых может быть использован метод термической деструкции с использованием природных или инертных газов [5]. Разложение углеводородов происходит в двухзональном реакторе, каждая зона которого снабжена нагревающими элементами, обеспечивающими заданный температурный режим. Схема установки представлена на рис. 4.

Исходное сырье подается в верхнюю зону реактора, где поддерживается температура 250-350 °C, а газообразный агент подается в нижнюю зону с температурой 400-450 °C. Пары легколетучих углеводородов с потоком газообразного агента поступают в верхнюю зону реактора, где происходит их термическое взаимодействие с исходным сырьем. Образующаяся парогазовая смесь отводится из реактора (D) и направляется в конденсатор 2 для охлаждения и частичной конденсации, при этом жидкая углеводородная фракция C является товарным продуктом (моторное топливо), а газообразная

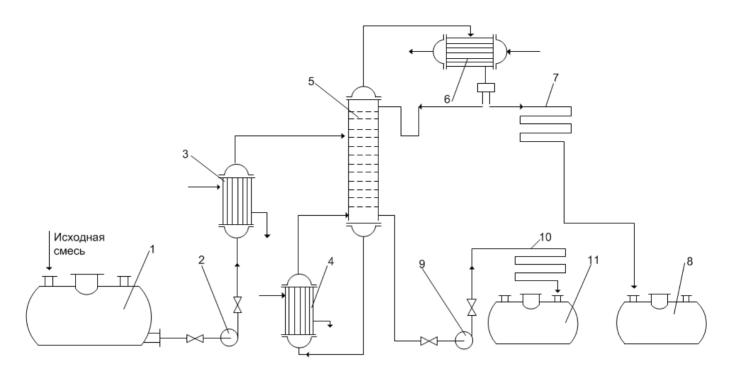
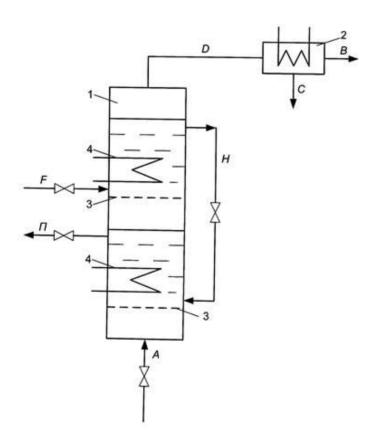


Рис. З. Технологическая схема ректификационной установки:

- 1 ёмкость для исходной смеси; 2, 9 насосы; 3 теплообменник-подогреватель; 4 кипятильник;
- 5 ректификационная колонна; 6 дефлегматор; 7 холодильник дистиллята; 8 ёмкость для сбора дистиллята;
- 10 холодильник кубовой жидкости; 11 ёмкость для сбора кубовой жидкости.



фракция B может быть повторно использована в качестве газообразного агента A или направлена на утилизацию. В результате термической переработки в зависимости от состава отходов может быть получено 12-20% газообразных продуктов, 30-40% жидких углеводородов и 46-50% высококипящих углеводородов.

Совместно с сотрудниками МИТХТ им. М.В. Ломоносова были проведены исследования по термической деструкции углеводородов на модельной установке. В качестве сырья для окислительного крекинга использовался парафиносодержащий тяжелый остаток нефти после зачистки трубопровода НПС Чикшино — НПС Ухта. В составе отходов присутствовали высококипящие парафиновые углеводороды (до 40%), масла (более 50%) а также силикагелевые смолы (8%) и асфальтены (0,65%). В элементный состав компонентов входят также сера (0,1%) и некоторые металлы (медь 0,000954%, цинк 0,001388%, свинец 0,000367%, никель 0,000403%, марганец 0,000249%).

Навеска парафиносодержащего сырья помещалась на газораспределительную решетку реактора. По достижении температуры 250-270 °С в реактор подавали газ с минимальным расходом. По мере повышения температуры в реакторе постепенно повышали расход газа. Температура изменялась

Рис. 4. Схема двухзонального реактора:

- 1 реактор; 2 конденсатор,
- 3 непровальные тарелки с колпачковыми, клапанными или сетчатыми газораспределительными устройствами;
- 4 нагревающие элементы;
- A газообразный агент; B газообразная фракция; C углеводородная фракция;
- D парогазовая смесь; F исходные отходы; H жидкая смесь углеводородов; Π легколетучие углеводороды.

от 250 °C до 700 °C с продувкой метаном, пропаном и воздухом. Результаты экспериментов представлены в табл. 2. Количество выделившихся лёгких фракций при обработке проб метаном при температурах от 220 °C до 470 °C составляет 24-30%. При повышении температуры происходит интенсивный выброс парафина. Высокий процент выхода легких фракций (до 40%) был получен при обработке проб воздухом и пропаном.

В условиях применения малотоннажного производства следует отдать предпочтение технологии термической деструкции углеводородов с обработкой их воздухом. Преимуществом данного метода является отсутствие кека, высокий процент выхода легких фракций. Продукты, полученные обработкой пропаном, могут быть подвергнуты дальнейшей переработке с применением катализатора, продуктами переработки будут бензин и ароматические соединения.

Выводы

- 1. Анализ состава углеводородсодержащих отходов предприятий нефтегазового комплекса позволяет говорить о целесообразности их переработки.
- 2. Легкие фракции углеводородов, вытесняемые при плановой очистке газопроводов, могут быть использованы для получения автомобильного топлива.
- 3. Применение метода термической деструкции накопленных нефтесодержащих отходов позволит получать до 40% легких фракций, которые в дальнейшем могут быть использованы в нефтехимическом синтезе.
- 4. Внедрение технологии утилизации нефтепромышленных отходов [2] обеспечит прирост валового регионального продукта, и составит в целом по Республике Коми по укрупненным расчетам 27 200 млн. рублей в год.

Таблица 2. Результаты экспериментов окислительного крекинга нефтесодержащих отходов.

№ образца	Вес образца, г	Газ	Диапазон температур, °С	Выход легких фракций, % масс.	Примечание
1	4	метан	250-450	24	-
2	5	метан	420-470	30	-
3	5	метан	450-500	-	выброс парафина
4	8	метан	450-700	-	выброс парафина
5	5	воздух	250-350	40	кек отсутствует
6	5	воздух	410-415	20	кек отсутствует
7	8	пропан	300-315	25	-
8	8	пропан	350-450	40	-
9	8	пропан	360-450	12	-

<u>ЛИТЕРАТУРА</u>

- 1. Государственный доклад «О состоянии окружающей среды Республики Коми в 2014 году». Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми. Сыктывкар: ГБУ «ТФИ РК», 2013. с. 199.
- 2. Ланина Т.Д. Комплексная утилизация нефтегазопромышленных отходов для обеспечения экологической безопасности и дополнительного извлечения минерального сырья: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.16 Ухта: УГТУ, 2009.
- 3. Ланина Т.Д., Арутюнов Б.А., Губина О.П., Варфоломеев Б.Г. Метод расчета теплоты парообразования фракций углеводородов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. №11. с. 16-18.
- 4. Александров И.А. Перегонка и ректификация в нефтепереработке.- М.: Химия, 1981. с. 46-48.

REFERENCES

- 1. State report "On the state of environment of the Republic of Komi in 2014." The Ministry of natural resources and environmental protection of the Komi Republic. Syktyvkar: GBU "TFI RK", 2013. p. 199.
- 2. Lanina T.D. Comprehensive utilization of neftegazopromyshlennyy waste to ensure environmental safety and additional extraction of mineral raw materials: dis. ... d-RA tekhn. Sciences: 25.00.16 Ukhta: USTU, 2009.
- 3. Lanina T.D., Arutyunov B.A., Gubina O.P., Varfolomeev B.G. Method of calculating the heat of vaporization of the hydrocarbon fractions // Zashhita okruzhajushhej sredy v neftegazovom komplekse. M.: CJSC"VNIIOENG", 2005. №11. p. 16-18.
- 4. Aleksandrov I.A. Distillation and rectification in oil refining.- M.: Chemistry, 1981. p. 46-48.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

5. Способ переработки углеводородосодержащего сырья и устройство для его реализации : пат. 2495085 С1 Рос. Федерация: МКП С10G 7/02 / Третьяков В.Ф., Носов Г.А., Французова Н.А., Будков В.А., Ланина Т.Д., Комиссарова Е.С., заявитель и патентообладатель Московский гос. ун-т тонких хим. техн., Ухтинский гос. техн. ун-т. — №2010122393/04. заявл. 31.05.12, опубл. 10.10.13, Бюл. №28. — 6 с.

REFERENCES (ending)

5. Method of processing carbonaceous materials and a device for its realization: Pat. 2495085 C1 ROS. Federation: MKP C10G 7/02 / Tretyakov V.F., Nosov G.A., Frantsuzova N.A. Budkov V.A., Lanina T.D., Komissarova E.S. Claimer and patent owner Moscow state University of thin chemical. tech., Ukhta state technical. Univ. of Illinois – №. 2010122393/04. Appl. 31.05.12, publ. 10.10.13, bull. - №.28. – 6 p.

VΔK 622.272.1

Основные принципы оптимизации информационно-управляющей системы при шахтной добыче нефти

Э.З. Ягубов – доктор техн. наук, профессор, проректор; З.Х. Ягубов – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой; К.Е. Чаадаев – старший преподаватель (Ухтинский государственный технический университет)

Известно, что подземный (шахтный) способ разработки нефтяных залежей является одним из эффективных методов, обеспечивающих максимальное использование запасов пластов, содержащих в огромном количестве остаточную легкую и малоподвижную тяжелую нефть.

Трудности и опасности, связанные с подземной эксплуатацией нефтяных месторождений, с технической стороны являются преодолимыми. Безопасное ведение работ в нефтяной шахте может осуществляться при соблюдении следующих основных требований:

- осуществление применения систем разработки в наибольшей степени соответствующих условиям залегания нефтяного месторождения;
- размещение горных выработок с малой территориальной разбросанностью (сокращая их протяженность):
- создание условий для бесперебойной работы подземного оборудования и системы проветривания;
 - поддерживание выработки в рабочем состоянии;
- внедрение комплексной автоматизации и механизации производственных процессов, позволяющей до минимума сократить промышленно - производственный персонал.

Таким образом, актуальная задача реализации необходимых и достаточных показателей подземной

нефтедобычи должна основываться на комплексном системном подходе с использованием современных оптимизационных методов.

Несвоевременная подача аварийных сигналов приводит к возникновению аварийного состояния или к несвоевременному принятию мер по устранению аварийной ситуации. При этом нарушается режим эксплуатации, что может привести к аварии оборудования и нарушению технологического процесса, и, как следствие, — к определенным материальным потерям.

Возникновение аварийной ситуации, нарушение газового режима шахты вызывает не только материальные потери, выраженные в стоимости, связанные с остановкой или снижением производства и порчей оборудования. Такого рода нарушения влияют и на здоровье людей, формально измеряемые в человеко-днях нетрудоспособности. Предприятие, выплачивая пособие работникам за неотработанные дни, несет дополнительный ущерб.

При неудачном выборе мест дислокации и количества измерителей, дефицит информации на диспетчерском пункте и возможная от этого погрешность в оценке ситуации (ошибки) на любом участке приводит к определенным производственным потерям. Может появиться опасность того, что контрольные измерения не будут обеспечивать

своевременного поступления надежной и объективной информации, т.е. увеличится вероятность появления опасных концентраций метана, которые фиксируются измерителями вследствие их удаленности. Степень насыщенности производственных участков измерителями и правильность их дислокации может характеризоваться вероятностью появления опасных для эксплуатации ситуаций и влиянии последних на материальные, трудовые и энергетические потери производства. Эти потери могут оцениваться стоимостными показателями. Таким образом, может увеличиваться и влияние ошибок и погрешностей, возникающих в процессе измерений и передачи информации от датчиков к управляющим системам [1].

Из-за несовершенства измерителей и информационного канала в диспетчерский пункт может поступать ложная информация о наличии опасности увеличения концентрации метана, что влечет за собой прекращение производственного процесса на отдельных участках (отключение двигателей различного производственного назначения, вывода рабочего персонала и т.п.). Каждая ложная информация приводит к потере рабочего времени и снижению экономической эффективности системы контрольной информации и информационного канала.

Обозначим стоимость C_{M} контрольной системы:

$$C_{\text{H}} = C_{\text{H}} (n, \{S\}, \{P_{\text{OIII}}\}, B)$$

тогда:

$$C_{\mathrm{H}} = C_{\mathrm{H}}(n, \{S\}, \{P_{\mathrm{OHI}}\}, B) = C_{\mathrm{H}}(n, \{S\}) + C_{\mathrm{H}}(\{P_{\mathrm{OHI}}\}, B).$$

где $C_{\Pi}\left(n.\{S\}\right)$ — стоимость датчиков; $C_{\Pi}(\{P_{\mathrm{OIII}}\}.B)$ — стоимость системы передачи информации;

n — число датчиков; $\{S\}$ — множество качественных показателей;

 $\{P_{\mathrm{OIII}}\}$ – характеристика достоверности;

В – скорость передачи информации.

Стоимость датчиков контрольно-измерительной системы зависит как от качества самих датчиков, так и от их числа. Стоимость системы передачи информации зависит от стоимости приемно-передающей аппаратуры, стоимости каналов, их помехоустойчивости и т.д.).

С другой стороны, расходы на реализацию и функционирование измерительной системы определяют и статистическую оценку возможных потерь производства из-за недостаточного количества и качества каналов и аппаратуры.

Обозначим эти потери через:

$$\overline{C_{III}} = \overline{C_{III}}(n, \{S\}, \{P_{OIII}\}, B)$$

Формулу оптимизации можно представить в виде:

$$C_{II}(n, \{S\}, \{P_{OIII}\}, B) + \overline{C_{III}}(n, \{S\}, \{P_{OIII}\}, B) \rightarrow \min$$

Таким образом, в качестве критерия оптимизации выбора информационной системы используется сумма расходов на реализацию системы и потерь от её несовершенства и недостаточного количества аппаратурных средств.

На основании выбранного критерия оптимизации, учитывающего техниче-ские, алгебраические и экономические характеристики информационной системы шахты можно выводить общую оптимизационную формулу. Следует отметить, что в формулу должно входить: стоимость

технических средств, учитывающая количественные показатели и координаты дислокации измерителей, качественные характеристики информационного канала, а также стоимость ущерба от не идеальности средств контроля и управления.

Обозначим через E_0 интегральный полезный эффект за все время функционирования (или приведенный к определенному интервалу времени, например, к одному году), получаемый потребителями при использовании ИВС с идеальными качественными показателями, структурой и алгоритмами (с нулевой стоимостью, бесконечной скоростью передачи и переработки информации и полным отсутствием ошибок в ней), а $E(\{S_i\})$ — интегральный полезный эффект от функционирования реальной информационно-вычислительной сети (ИВС) с определенными значениями множества качественных показателей $\{S_i\}$ $(i=1\div 1)$.

Отсюда следует, что чем меньше разность этих параметров, тем ближе к совершенству использованная информационная система. Очевидно, что при эксплуатации необходимо стремиться к совершенствованию системы, т.е. к минимизации выражения:

$$\min \left[E_0 - E\left(\left\{ S_i \right\} \right) \right] (i = 1 \div l) \tag{1}$$

Для определения интегрального полезного эффекта от функционирования реальной ИВС введены следующие обозначения:

- $C_{\rm j}$ ($\{S_i\}$) затраты на создание и эксплуатацию технических средств и информационной управляющей системы в шахте:
- $C_{\rm j}$ ($\{S_i\}$) интегральные стоимостные потери от не идеальности (ввиду наличия ошибок) средств контроля и управления (погрешность приборов контроля (измерителей), ошибка в канале связи (из-за не идеальности приемника и передатчика), из-за наличия аддитивных (влияние смежной аппаратуры) и мультипликативных (во время обвала) помех):

Тогда реальный интегральный полезный эффект, получаемый от ИВС можно определить соотношением:

$$E(\{S_i\}) = E_0 - [C_S(\{S_i\}) + C_S(\{S_i\})]$$
 (2)

Отсюда формула оптимизации приводится к следующему виду:

$$\min \left[C_{\mathcal{S}} \left(\left\{ S_{i} \right\} \right) + C_{\mathcal{S}} \left(\left\{ S_{i} \right\} \right) \right] \tag{3}$$

С помощью различных вариантов решения насыщенности и дислокации источников контрольной информации, изменением качественных показателей можно свести значение этого выражения к минимуму.

Тогда блок-схему алгоритма оптимизации информационной системы шахты можно показать в следующем виде (рис. 1).

Определение $C_{\rm S}$ ($\{S_i\}$), т.е. общей стоимости технических средств не предоставляет трудности. Это зависит от выбора вариантов решения дислокации измерителей, т.е. от количества средств контроля, передачи информации и управления.

Как отмечено в [1] зависимости стоимостных потерь от качественных показателей информационной системы (ИС) могут быть получены:

1) методом непосредственного эксперимента на исследуемой системе с использованием накопленных статических данных по эффективности функционирования

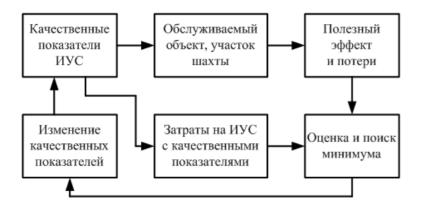


Рис. 1. Блок-схема алгоритма оптимизации информационноуправляющей системы (ИУС) шахты.

обслуживающей системы при естественных или искусственных изменениях различных показателей ИС;

2) методом статического моделирования на ЭВМ функционирования обслуживаемой системы при различных значениях показателей ИС.

Рассмотрим на примере нефтешахтного управления «Яреганефть» (г. Ухта) практическую реализацию методики определения зависимости стоимостных потерь объекта от важнейшего показателя ИС — ошибок, возникающих при передаче информации.

Для определения стоимостных потерь информация, подвергшая воздействию ошибок, сравнивается с истинной, и анализируются экономические последствия от появления ошибок.

Ошибка в любом элементе приводит к увеличению стоимостных потерь от качественных показателей информационно- контролирующей системы, т.е. увеличивается $C_{\rm S}\left(\{S_i\}\right)$ в формуле (1).

Так, например, вследствие ошибки показания измерительного устройства (определяемая погрешностью датчика метана) может ошибочно сработать аварийная сигнализация. Эта ложная сигнализация поступает в корректирующее устройство. Увеличивается мощность вентилятора, что приводит к потере дополнительной электрической или пневматической энергии (для вентиляторов местного проветривания). Кроме того, работа на данном участке приостанавливается, люди выводятся на участки со свежей струей воздуха и только после ликвидации данной «аварийной» ситуации опят работа продолжается. Отсюда следует, что стоимости электроэнергии и стоимости потерянного рабочего времени надо предусмотреть при определении стоимостных потерь от не идеальности ИС, так как предприятие несет определенные убытки. Ущерб зависит от параметров аппаратуры, и может быть подсчитан в стоимостных оценках $\overline{C}\{P_{\mu_3}\}$.

Аналогичные стоимостные потери могут возникнуть из-за несовершенства любого другого элемента рассмотренной функциональной схемы. То есть из-за наличия ошибки в системе связи или из-за воздействия помех в ИС может поступить ложная информация о взрывоопасной концентрации метана на данном участке шахты.

Другой вариант возможен, когда из-за несовершенства датчика или канала связи информация о взрывоопасной концентрации не поступает в корректирующее устройство, работа не приостанавливается, и скопление метана может привести к взрывоопасной ситуации. Это приводит к

уничтожению аппаратуры материальных ценностей. Но, самое главное, может пострадать обслуживающий персонал. Кроме того, это может вызвать обвал на рассмотренном участке шахты, для ликвидации последствия которого потребуется определенное время. Потери рабочего времени, оплата по листу нетрудоспособности учитывается в виде $\overline{C}\{P_{\mu\nu}\}$. Вместе с тем, обвал вызывает помехи передачи информации о состоянии другого участка, так как при обвале изменяются свойства среды, по которой передается информация, и это искажает распространение радиоволн вдоль горных выработок в виде мультипликативных помех. Повышение точности передачи информации в этом случае может достичь применением различных методов, реализация которых требует определенных стоимостных затрат.

Ущерб от ошибки измерителя ($\{P_{\rm IJ}\}$) и информационного канала ($\{P_{\rm IK}\}$), приведенный к одному году средними стоимостными потерями, обозначаем

$$\overline{C}(\{P_{\pi}\}\{P_{HK}\})$$

Из-за инерционности датчика метана происходит запаздывание информации на время $\Delta \tau$. Потери от запаздывания составляют $\overline{C}(\Delta \tau)$.

В шахтной аппаратуре надо учитывать и влияние параметров надежности в виде стоимостных потерь от

соответствующих потоков отказов $\overline{C}(\mathcal{O}_{\mathcal{A}})$ $\{\mathcal{O}_{\mathit{HK}}\}$ или внесением дополнительного составляющего в величину стоимостных потерь:

$$\overline{C}(\{P_{II}\}\{P_{IIK}\},\{O_{II}\}\{O_{IIK}\})$$

Затраты на достижение соответствующих значений качественных показателей ($\{P_{\it I\!\! A}\}$, $\{P_{\it I\!\! MK}\}$, $\{O_{\it I\!\! A}\}$, $\{O_{\it I\!\! MK}\}$) могут учитываться соответствующими приведенными к одному расходами ($\{P_{\it I\!\! A}\}$, $\{P_{\it I\!\! MK}\}$, $\{O_{\it I\!\! A}\}$, $\{O_{\it I\!\! MK}\}$).

При изменении свойства среды или наличии мультипликативной помехи получается дополнительное запаздывание информации, которое обозначаем через $\Delta \tau$ ', аналогично потерям $\overline{C}(\Delta \tau$ ').

Учитывая вышеизложенное, общая формула для определения стоимостных потерь от не идеальности измерителя информационного канала и регулирующего устройства получается в следующем виде:

$$C(n, \{P'_{\mathit{U3}}\}, \{P'_{\mathit{UK}}\}, \{P'_{\mathit{PV}}\}, \{O'_{\mathit{U3}}\}, \{O'_{\mathit{UK}}\}, \{O'_{\mathit{PV}}\}\Delta \tau$$

тогда условие совершенствования системы получается в следующем виде

$$\overline{C}_{jH}(n, \{P'_{H3}\}, \{P'_{HK}\}, \{P'_{PV}\}, \{O'_{H3}\}, \{O'_{HK}\}, \{O'_{PV}\}) + \\
+ \overline{C}_{jH}(n, \{P'_{H3}\}, \{P'_{HK}\}, \{P'_{PV}\}, \{O'_{H3}\}, \{O'_{HK}\}, \{O'_{PV}\}, \Delta\tau, \Delta\tau') \rightarrow \min$$
4)

Выводы

Минимизация данного выражения позволяет увеличить интегральный полезный эффект от функционирования реальной информационно- управляющей системы нефтяных шахт.

Разработана блок-схема алгоритма оптимизации информационно-управляющей системы (ИУС) шахты и получено выражение условия оптимизации с учетом основных факторов, влияющих на условия работы контрольно-управляющей системы.

ЛИТЕРАТУРА

- 1. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): Учебное пособие. Ухта: Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2014. 127 с.
- 2. Валиев Т.А., Ягубов З.Х. К вопросу оптимизации информационных средств контроля при шахтной добыче нефти. // Известия ВУЗов. Нефть и газ Баку: АзИНЕФТЕХИМ, 1990. №6. с. 24, 75-76.
- 3. Ягубов 3.Х. Оптимизация параметров технических средств систем контроля и управления при шахтном способе добычи нефти. СПб: Издательство СПб, 1994. 168 с.

REFERENCES

- 1. Ruzin L.M., Morozyuk O.A. Methods of enhanced oil recovery (theory and practice): tutorial. Ukhta: Publishing house of the Ukhta state technical University, 2014. 127 p.
- 2. Valiev T.A., Yagubov Z.Kh. To the optimization of media control in mining oil. // Izvestiya Vuzov. Neft' i gaz. Baku: AzINEFTEHIM, 1990. №6. p. 24, 75-76.
- 3. Yagubov Z.Kh. Optimization of parameters of technical means of control and management in mining method of oil production. St. Pb: Publishing House St. Pb, 1994. 168 p.

Профессор Анатолий Георгиевич Калинин – учёный, педагог, изобретатель



12 ноября исполнилось 85 лет Анатолию Георгиевичу Калинину

Формирование взглядов А.Г. Калинина на научные и производственные проблемы горной отрасли закладывалось на студенческой скамье в период учебы в Московском геологоразведочном институте им. Серго Орджоникидзе (МГРИ). В 50-е годы в институте преподавали выдающиеся ученые геологи: академики АН СССР Б.А. Архангельский, Н.С. Шатский, М.В. Меннер, Ф.П. Саваренский, Г.В. Богомолов, член-корреспонденты АН СССР В.В. Белоусов, В.А. Приклонский, профессора А.А. Богданов, В.Т. Тер-Оганезов, А.М. Овчинников, Н.В. Попов, Н.В. Коломенский, П.П. Климентов, Л.М. Альпин, А.Г. Тархов, А.А. Гапеев. А.А. Ягжин, А.И. Кравцова и др.

Дисциплины по специальности читали профессора, имена которых связаны со становлением технологии бурения как части горной науки: Н.И. Куличихин, Б.И. Воздвиженский, С.А. Волков, Д.М. Бронников, К.Г. Володченко; доценты Б.С. Филатов, М.М. Андреев, М.Г. Васильев, А.С. Ненашев, К.Н. Лощилин, К.А. Боголюбский и др.

В те годы институт по количеству студентов и по своим размерам был сравнительно небольшим, поэтому студенты уже после первого курса знали друг друга в лицо, а многих преподавателей по имени и отчеству. В стенах института царила атмосфера творчества и профессионализма, студенты с первого курса привлекались к научно-исследовательской работе, действовали студенческие

научные секции, проводились ежегодные студенческие научные конференции. Здесь А.Г. Калинин впервые прослушал лекции крупного ученого в области промывочных растворов академика Ребиндера П.А., и эта встреча способствовала становлению его как исследователя.

Первая производственная практика в 1952 году проводилась на Криворожском железнорудном бассейне в геологоразведочной партии, где А.Г. Калинин впервые прошел серьезную буровую закалку, работая помощником бурильщика. По собранным в период прохождения производственной практики материалам А.Г. Калинин выступил с докладом на студенческой конференции. После преддипломной практики на научной студенческой конференции он представил доклад о работе вибрационной машины для извлечения буровых труб из скважин. Это была его первая научная работа, которая была отмечена премией.

В 1954 году А.Г. Калинин окончил институт, и был направлен на работу старшим буровым мастером в Абазинскую геологоразведочную партию в Хакасии (Западно-Сибирский геологический трест). Работал сразу на трёх буровых, проводка скважин на которых осуществлялась дробовым способом и под большим наклоном. Он увлекся идеей усовершенствования наклоннонаправленного бурения и этому делу, впоследствии, посвятил всю свою жизнь.

В 1955 году в качестве начальника Тейской геологоразведочной экспедиции руководил буровыми работами. а затем был назначен начальником производственнотехнического отдела Западно-Сибирского геологоразведочного треста. Работая в тресте, собрал большой материал по вопросам естественного искривления скважин и технологии направленного бурения на Тейском, Ташгагольском, Шерсгешевском и других месторождениях Юго-Западной Сибири и, в первую очередь, Горной Шории. На основе собранных материалов по указанным месторождениям в 1959 г. под руководством профессора Б.И. Воздвиженского защищает кандидатскую диссертацию на тему: «Закономерности искривления разведочных скважин на месторождениях Горной Шории и методы борьбы с искривлениями», в которой даны рекомендации по технологии бурения направленных скважин на железнорудных месторождениях Горной Шории, Хакасии и других районов Южной Сибири.

После окончание аспирантуры в 1959 г. Калинин А.Г. был приглашен на работу в Специальное конструкторское бюро Министерства Геологии СССР. В то время в этом бюро такой тематики, как направленное бурение не было. Поэтому для продолжения исследовательской работы А.Г. Калинин, также по приглашению, в 1960 г. поступил во Всесоюзный научно-исследовательский институт буровой техники (ВНИИБТ), где и нашел свое истинное призвание, работая сначала старшим научным сотрудником, а затем в 1965 г. создал лабораторию наклонно направленного бурения, которой и руководил до 1982 г.

В период работы в научно-исследовательском институте ВНИИБТ А.Г. Калининым основана научная школа направленного бурения. Под руководством Анатолия Георгиевича созданы научные основы технологии наклонно-направленного и горизонтального бурения.

С открытием крупных нефтяных и газовых месторождений в сложных для обустройства промыслов районах Западной Сибири появилась необходимость в применении кустового способа строительства скважин, разработчиками которого были специалисты ВНИИБТ. До 1965 года наклонно направленные скважины на территории Западной Сибири практически не строились. Считалось, что бурение таких скважин в горногеологических условиях нефтегазовых месторождений Западной Сибири сопряжено с большими техническими проблемами. Опытно-промысловые работы по применению разработанного комплекса технических средств для направленного бурения были проведены специалистами лаборатории под руководством А.Г. Калинина в 1965 году при бурении экспериментальной скважины №501 на Усть-Балыкском месторождении. Важнейшим практическим итогом бурения скважины №501 явилось подтверждение работоспособности технико-технологического комплекса ВНИИБТ для проводки наклонных скважин с большим (для того времени) смещением забоя от вертикали в горно-геологических условиях нефтяных месторождений Западной Сибири. Опытные работы по внедрению технико-технологического комплекса ВНИИБТ были продолжены в 1966 г. на Усть-Балыкском месторождении при бурении скважины №531. Результаты, полученные в процессе бурения опытных скважин №501 и №531, послужили основанием для широкомасштабного применения технологии строительства кустовых скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири. Проблемам освоения нефтяных газовых месторождений на территории Западной Сибири Калинин А.Г. посвятил почти 20 лет.

В 1972 г. на Сахалине под руководством А.Г. Калинина под дно Охотского моря пробурена скважина №1-Одоптуморе с рекордным смещением 2,5 км, что положило начало освоению морских Сахалинских месторождений нефти с помощью наклонно-направленных скважин. Под его научно-методическим руководством успешно проведены работы, связанные с бурением наклонных скважин в Венесуэле, Ираке, Польше, Венгрии, Болгарии и др.

В 1982 г. Калинин А.Г. по приглашению Министра Геологии СССР Козловского Е.А. и руководства Московского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе (МГРИ-РГГРУ) возглавил кафедру разведочного бурения, которой руководил до марта 1997 года.

Калинин А.Г. является одним из ведущих учёных России в области методики и техники разведки месторождений полезных ископаемых, технологии бурения глубоких скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые методами наклонно-направленного и горизонтального бурения, а также восстановления аварийного и бездействующего фонда эксплуатационных нефтяных, газовых и водяных скважин путём забуривания нового ствола.

Научные интересны Калинина А.Г. характеризуются широким диапазоном исследований, в которых можно выделить следующие главные направления:

- разработка теоретических основ естественного искривления скважин и предупреждения искривления вертикальных скважин;
- теоретические исследования и разработка технических решений для управления траекторией бурения наклонных и горизонтальных скважин;
- разработка теоретических положений и практических рекомендаций по восстановлению аварийных нефтяных, водяных глубоких скважин и повышению нефтегазоотдачи продуктивных пластов методами направленного бурения.

Ещё в 1967 г. им предложена методика исследования закономерности искривления скважин, которая впервые позволила прогнозировать характер искривления проектируемых скважин, а также методика расчета оптимальных размеров жёстких компоновок низа бурильных колонн, основным критерием которой, определяющим эффективность работы компоновки, является минимум величины общего угла поворота долота. В результате был создан размерный ряд компоновок низа бурильной колонны, ставший основой создания гаммы серийных компоновок для роторного и турбинного способов бурения.

Предложенная А.Г. Калининым в соавторстве с Ю.С. Васильевым и А.С. Бронзовым методика определения суммарного действия сил трения в искривленной скважине позволила прогнозировать возможность проведения её по заданной траектории. Разработанные им научные положения были рекомендованы Министерствами нефтяной и газовой промышленности в качестве составной части автоматизированной системы управления процессом бурения наклонных и вертикальных скважин. Анатолием Георгиевичем получено 53 авторских свидетельства и патента на изобретение, за что ему присвоено звание «Изобретатель СССР». Значительные исследования были проведены А.Г. Калининым в области проблем бурения горизонтальных и разветвлённо-горизонтальных скважин с целью увеличения нефтегазоотдачи продуктивных пластов и восстановления аварийного фонда глубоких скважин, а также для геотехнологических и экологических Калининым А.Г. совместно с коллегами разработаны типовые профили многозабойных и горизонтальных скважин, технология проводки таких скважин, методика «зарезки» боковых стволов, а также технические средства для бурения горизонтальных скважин. Характерной особенностью его научных разработок является использование математических методов планирования экспериментов и решения задач с позиции системного подхода.

Основные свои взгляды на вопросы естественного и искусственного искривления скважин Калинин А.Г. изложил в инструкциях по бурению наклоннонаправленных скважин (1966 г., 1983 г.), по забуриванию новых стволов (1971 г.), по предупреждению искривления вертикальных скважин (1975 г., 1986 г.), а также в справочниках, впервые выпущенных в нашей стране: «Бурение наклонных скважин» (1990 г.), «Бурение наклонных и горизонтальных скважин» (1997 г.).

В 1974 г. Калинин А.Г. защитил докторскую диссертацию на тему: «Теоретические исследования и разработка технических средств управления траекторией стволов наклонных и вертикальных скважин».

В его научном багаже свыше 270 научных работ, в том числе 20 монографий, справочников и учебников, из них наиболее известные в России и за рубежом: «Искривление буровых скважин» (1963), «Техника и технология направленного бурения» (1967), «Искривление скважин» (1974), «Расчет компоновок нижней части бурильной колонны» (1977), «Бурение наклонных скважин» (1990), «Профили наклонных скважин и компоновки низа бурильных колонн» (1995), «Бурение наклонных и горизонтальных скважин» (1997), «Основы бурения нефтяных и газовых скважин» (1996), «Технология бурения скважин на нефть и газ» (1998). Последняя книга (учебник) получила первую премию на конкурсе «Лучший учебник» в 1998 г. в РГУ Нефти и газа им. И.М. Губкина, а справочник «Бурение наклонных скважин» был отмечен, как лучший справочник 1990 года издательством «Недра» и удостоен первой премии. В 2011 г. издана монография «Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин».

В 2015 г. в соавторстве с А.С. Огановым, А.А. Сазоновым, А.С. Повалихиным и С.Н. Бастриковым издано учебное пособие «Строительство нефтегазовых скважин» в 3 томах и 2 книгах. В этом же году под редакцией А.Г.Калинина вышла книга «Строительство скважин специального назначения» (авторы: А.Г. Калинин, В.И. Лисов, А.А. Сазонов, С.Н. Бастриков). Анатолий Георгиевич и сейчас полон творческих планов и замыслов, готовит к изданию энциклопедическое издание «Геологоразведочное дело».

В становлении А.Г. Калинина, как ученого, большой вклад внесли его друзья-соратники. Перечислить всех затруднительно, однако некоторых из них мы отметим. Это Ю.С. Васильев, А.С. Бронзов, М.И. Ворожбитов, К.М. Солодкий, А.З. Левицкий, В.И. Крылов, А.Ф. Федоров, А.С. Повалихин, Б.З. Султанов, Л.Я. Сушон, С.С. Сулакшин, Ю.Т. Морозов, В.П. Зиненко и др.

Творческие контакты у А.Г. Калинина были с Н.К. Байбаковым, А.А. Асан-Нури, Н.С. Тимофеевым, Р.А. Иоаннесяном, М.Т. Гусманом, А.В. Орловым, А.А. Гайворонским, А.М. Ясашиным, Ю.В. Вадецким, В.И. Муравленко, М.Н. Сафиуллиным, М.О. Кристом, Б.И. Воздвиженским, Д.Н. Башкатовым, А.Н. Кирсановым, Н.В. Соловьёвым, Р.А. Ганджумяном, Б.А. Никитиным, А.Т. Киселевым, Л.А. Лачиняном, С.И. Голиковым, А.В. Панковым, В.И. Власюком, Г.П. Новиковым, Н.А. Григоряном, а также с указанными

выше друзьями-соратниками и многими другими учёными и инженерам.

Под руководством Калинина А.Г. в течение 30 лет подготовлено 30 кандидатов и 5 докторов наук: Г.В. Подколзин, М.Ш. Насыров, К.М. Солодкий, О.К. Рогачев, Г.Г. Семак, С.В. Соломенников, А.Г. Иванов, Ж. Цэвээнжав, А.Н. Пешков, В.В. Безумов, С.Н. Бастриков, А.Д. Жестовский, А.П. Назаров, И.П. Ганин, А.И. Радин, Б.А. Никитин, Хиеу Хыу Бо, Нгуен Суан Хоа, В.И. Гладков, В.В. Куликов, В.В. Сутягин, Н. Мижндийн, Ли Линь, А.С. Повалихин, П.А. Маковский, Л.Н. Литвинов, В.В. Кульчицкий, Д.М. Семенюк и др.

Большой вклад в развитие высшего образования Калинин А.Г. внес, работая в МГРИ-РГГРУ и читая профилирующие курсы. Анатолием Георгиевичем создан учебный курс «Бурение скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые». В 1988 г. впервые выпущен учебник «Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые», а также «Методические указания по курсовому проектированию» (1984 г.), практикум по курсу «Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые» (1985 г.), который в 1994 г. был переиздан. Совместно с китайским профессором Тан Фун Лином подготовлен, и выпущен учебник «Бурение разведочных скважин» в России и Китае. В 2000 г. издан учебник «Разведочное бурение» и справочное пособие «Инженерные расчеты в глубоком бурении». Эти книги были удостоены первой премии на конкурсе учебников и учебных пособий в МГГРУ в 2000 году. В 2001 году издано справочное пособие «Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые», а в 2011 г. монография «Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин».

Свыше 20 лет Калинин А.Г. возглавляет в университете учебно-методическую комиссию по специальности технология и техника разведки полезных ископаемых. Большую помощь Калинин А.Г. оказывал периферийным ВУЗам, возглавляя учебно-методический Совет по геологическим специальностям России. Он семь лет был председателем ГЭК в МИНХ и ГП, и 20 лет заместителем председателя ГАК в МГГРУ.

Калинин А.Г. приглашался для консультаций и чтения лекций, докладов в Германию, Венгрию, Болгарию, Польшу, Чехословакию, Монголию, Вьетнам, Венесуэлу, Ирак, Китай. Он участник международных конференций, симпозиумов и др. В течение 16 лет, начиная с 1975 года, он являлся экспертом ВАК в экспертном Совете «Нефть и газ». С 1959 по 1962 г.г. и с 1966 по 1981 г.г. был председателем Совета по направленному бурению в Мингеологии и Миннефтегазе. Около 20 лет, начиная с 1968 года, являлся членом редакционного Совета издательства «Недра». С 1968 г. по 1975 г. (8 лет) был членом группы по глубокому бурению СЭВ.

Он является членом диссертационных советов МГГРУ и НПО «Буровая техника» по присуждению ученых степеней доктора и кандидата технических наук. С 1975 по 1984 г.г. был заместителя председателя ученого Совета у академика РАН Агошкова М.И. Является членом редколлегии отраслевых журналов (Известия Вузов, «Геология и разведка», «Инженер-нефтяник» и др.), председателем комиссии по направленному бурению в Российской академии естественных наук (РАЕН) и с 1996 г. директором научного центра по проблемам бурения наклонных и горизонтальных скважин при РАЕН.

Калинин А.Г. награжден орденом «Знак почета», медалями, отмечен знаком «Отличник нефтяной промышленности». С 1967 г. по 1979 г. неоднократно отмечался наградами ВДНХ. В 1996 г. он награжден почетным знаком РАЕН «За заслуги в развитии науки и экономики», а в 1998 г. - медалью за заслуги в нефтяной и газовой промышленности Вьетнама. С 1998 г. почетный нефтяник России.

Решением Президиума РАЕН в 1999 г. А.Г.Калинин награжден памятным знаком им. В.Н. Татищева «За пользу Отечеству», медалью акад. А.С. Капицы «Автору

научного открытия» РАЕН. В 2000 г. награжден памятным знаком Минприроды РФ «300 лет горно-геологической службы России».

За более чем 60-летний период творческой деятельности Анатолием Георгиевичем сформулированы, и с большим экономическим эффектом реализованы принципиально новые идеи, технологии, закрепившие отечественный приоритет в области строительства скважин.

А.Г. Калинин активно продолжает свою творческую и педагогическую деятельность, работая профессором-консультантом в МГРИ-РГГРУ.

Все, кому приходилось работать с Анатолием Георгиевичем Калининым, отмечают его целеустремлённость, умение находить правильные решения в самых сложных ситуациях. Простота и доброжелательность в общении с коллегами, студентами и аспирантами, неиссякаемый оптимизм, острый аналитический ум помогают ему легко устанавливать контакты с людьми, позволяют поддерживать душевное равновесие в сложные периоды жизни, сохранять удивительную работоспособность и продуктивность научного творчества.

Дорогой Анатолий Георгиевич!

Поздравляем Вас с Юбилеем, желаем Вам доброго здоровья, творческих успехов и многих лет активной и плодотворной научной, педагогической деятельности!

Редакционная коллегия и коллектив редакции журнала «Инженер-нефтяник», Ваши коллеги, друзья, ученики.

Аннотации статей

УДК 622.031

МИГРАЦИЯ ГАЗОВ И НЕФТИ В ОСАДОЧНЫХ ПОРОДАХ ЛИТОСФЕРЫ (С. 5)

Владимир Иванович Иванников

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

В статье рассматриваются вопросы миграции газов и нефти в пористых и проницаемых горных породах осадочного происхождения отчасти в коренных породах фундамента. Обосновывается передисперсной нефти мещение вертикальном и в латеральном направлениях не в газорастворенном или водорастворенном состояниях, а как совмещенное движение нефти фазой, находящейся C газовой обособленном состоянии (в виде газовых микропузырьков в пересыщенной жидкости). Именно в этом состоит коренное отличие флотомиграции от миграции в газовом виде согласно дискутируемой ранее гравитационной теории миграции нефти.

Ключевые слова: миграция газов и нефти; литосфера; рассеянная микронефть; газоперенос; водоперенос; метан.

УДК 622.241

КЛАССИФИКАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕ-СКОГО РАЗРЕЗА ПО УСЛОВИЯМ БУРЕНИЯ ЕГО ИНТЕРВАЛОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЦИОНАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ ПОИСКОВО-РАЗВЕ-ДОЧНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТО-РОЖДЕНИЯХ СО СЛОЖНЫМИ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ (С. 17)

Владимир Юрьевич Близнюков Александр Степанович Повалихин

E-mail: povalihin1@yandex.ru

Рассмотрено информационное обеспечение выбора рациональной конструкции глубоких скважин. Представлена блок-схема процесса взаимоувязки информации, используемой на всех стадиях

проектирования и строительства скважины. В блок-схеме взаимоувязана информация, получаемая в результате исследований полевой и скважинной геофизики, промысловогеофизических исследований, экспресс-испытаний керна и шлама, а также использования испытателей и опробователей пластов.

Ключевые слова: конструкция скважины; промыслово-геофизическая информация; разведочная скважина; блок-схема; классификационные показатели; сейсморазведка.

УДК 622.24.053

К ВОПРОСУ РАЗРАБОТКИ НАДДОЛОТОНОГО САМОУСТАНАВ-ЛИВАЮЩЕГОСЯ ЦЕНТРАТОРА КНБК (с. 25)

Дмитрий Игоревич Чистов Игорь Нугуманович Сулейманов

Уфимский государственный нефтяной технический университет 450062, Россия, г. Уфа, ул. Космонавтов,1 E-mail: chistov.mf@mail.ru

Снижение виброактивности компоновки низа бурильной колонны (КНБК) ведет увеличению межремонтного периода paдвигателей боты забойных продолжительности отработки опорно-центрирующих элементов. Авторами предлагается использовать в составе компоновок наддолотный самоустанавливающийся центратор, конструкция которого позволяет расширить спектр амплитудночастотных характеристик демпфируемых продольно-поперечных колебаний КНБК, а также исключить бочкообразный износ поверхностей центрирующих лопастей. Для обоснования параметров конструкции, выполнены аналитические расчеты по определению напряженно-деформационного состояния центратора, при различных значениях технологических параметров процесса бурения. В расчетах использованы значения изгибных жесткостей винтовых забойных двигателей, полученные авторами при проведении стендовых исследований.

Ключевые слова: бурение скважин; наддолотный центратор; КНБК; жесткость на изгиб винтового забойного двигателя.

УДК 622.24.063.2

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН (с. 30)

Инна Николаевна Пономарева Павел Юрьевич Илюшин Дмитрий Александрович Мартюшев Руслан Маратович Рахимзянов

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

614990, Пермский край, г. Пермь, пр-т Комсомольский, дом 29, ПНИПУ, кафедра НГТ

E-mail: martyushevd@inbox.ru Тел.: 8 (342) 219-84-68

статье рассмотрен подбор современных жидкостей глушения для различных геолого-физических условий Пермского края, имеющих положительный опыт практического применения в других регионах России. В лабораторных условиях проведены фильтрационные опыты и исследования в свободном объёме, которые позволили выделить наиболее эффективные жидкости глушения для условий конкретных объектов разработки нефтяных месторождений Пермского края. Главным критерием эффективности жидкостей глушения принята величина коэффициента восстановления проницаемости.

Ключевые слова: жидкость глушения скважин; гидродинамические исследования скважин; геологофизические условия; коэффициент восстановления проницаемости; лабораторные исследования.

УДК 622.031

ПРИРОДНЫЕ ВОЛНОВОДЫ (МЕХАНИЗМ ВОЛНОВОДНОГО ДВИЖЕНИЯ) (с. 36)

Владимир Иванович Иванников

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

Рассмотрен механизм природных волноводов: в окезне земной нефтегазовых пластах. Kone. Определяющими **V**СЛОВИЯМИ CVществования волноводов являются непрерывность жидкой среды, газонасыщенность. Ключевым моментом в технологии волнового воздействия на продуктивные пласты из скважин является содержание и состояние газовой фазы внутри нефтяной залежи. При наличии газовой фазы в нефтяных пластах и без неё газ всегда в каком-то количестве находится в порах и трещинах коллектора, т.е. рассеян объёме пласта. Ударные или акустические волны, посылаемые в пласт и проходящие по жидкой фазе, непрерывной по простиранию пласта, распространяются на километры от источника за счет регенерации их кинетической энергии. Данный эффект даёт возможность применять волновые методы для повышения нефтеотдачи пластов.

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

УДК 621.6-7

СПОСОБ КОНТРОЛЯ ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ (с. 45)

Зафар Хангусейн Ягубов Андрей Эврикович Старцев Андрей Эдуардович Беляев Сергей Васильевич Полетаев

Ухтинский государственный технический университет 169300, Ухта, ул. Первомайская, 13 E-mail: zav_eatp@ugtu.net

В статье рассмотрены вопросы теоретического обоснования и возможности технической реализации устройств для контроля физических параметров магистральных трубопроводов на основе информации о распространении электромагнитных колебаний по участку между двумя станциями катодной защиты.

Ключевые слова: катодная защита; магистральный трубопровод; электромагнитные волны.

УДК 628.316.12:543.383.2:502

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЕ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И НЕФТЕХРАНИЛИЩ(с. 50)

¹Татьяна Дмитриевна Ланина ¹Игорь Юрьевич Быков ¹Станислав Геннадьевич Автамонов ²Сергей Николаевич Донин

¹Ухтинский государственный технический университет 169300, Ухта, ул. Первомайская, 13 E-mail: lanina.55@mail.ru ²000 «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» 169314, Республика Коми, г Ухта, ул. Заводская, д. 11 E-mail: Sergey.Donin@lukoil.com

При добыче и транспорте углеводородов образуется значительное количество нефтесодержащих отходов, представляющих собой экологически агрессивные образования. В статье приведены исследования, доказывающие возможность их утилизации методами ректификации и термической деструкции с получением товарного продукта.

Ключевые слова: нефтепровод; газопровод; нефтесодержащие отходы; ректификация; термическая деструкция.

УДК 622.272.1

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОПТИМИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИОННО - УПРАВЛЯЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ПРИ ШАХТНОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ (с. 55)

Зафар Хангусейн Ягубов Эмин Зафар Ягубов Константин Евгеньевич Чаадаев

Ухтинский государственный технический университет 169300, Республика Коми, город Ухта, ул. Первомайская 13 E-mail: zav_eatp@uqtu.net

Оптимизация параметров средств контроля и управления нефтяных шахт должны базироваться на объективном критерии оценки эффективности. В большинстве исследований, посвященных оптимизации параметров технических средств И систем контроля и управления, вопросы оптимизации отдельных параметров рассматриваются в отрыве от экономических факторов. В современных условиях экономические факторы имеют определяющее значение. В обобщенного критерия качестве оптимизации средств контроля и управления выбрана значение СУММЫ затрат на создание эксплуатацию информационноуправляющей системы и потерь от ее несовершенства за все время функционирования или приведенная достаточно определенному, продолжительному интервалу мени (например, к одному году).

Ключевые слова: аварийная ситуация; несовершенство измерителей; ложная информация; критерий оптимизации; энергетические потери; совершенствование системы; мультипликативные помехи.

MIGRATION OF GAS AND PETROLEUM IN SEDIMENTARY ROCKS OF THE LITHOSPHERE (p. 5)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

LLC Firma «ATLAS» of.161, 28-1, Narodnogo Opolchenija str., Moscow, 123423, Russia E-mail: firma-atlas@mail.ru

The article discusses the migration of gases and oil in porous and permeable rocks of sedimentary origin and partly in the bedrock Foundation. Explains the movement of dispersed oil in the vertical and lateral directions in or gas dissolved water dissolved conditions,

and how the combined movement of oil from the gaseous phase which is in a detached condition (in the form of gas bubbles in supersaturated liquid). This is the fundamental difference between flotomigration in gas form, according to the previously discussed gravitational theory of migration of oil.

Key words: migration of gases and oil; lithosphere; broken micro-oil; gasperino; adoperano; methane.

CLASSIFICATION OF THE GEOLOGICAL SECTION ACCORDING TO THE DRILLING CONDITIONS OF ITS INTERVALS IN THE DESIGN OF RATIONAL DESIGN OF EXPLORATION WELLS AT THE FIELDS WITH COMPLEX MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS (p. 17)

Vladimir Jur'evich Bliznjukov Aleksandr Stepanovich Povalihin

E-mail: povalihin1@yandex.ru

Information to provide a choice of the rational design of deep wells has been reviewed. A block diagram of information harmonization of used at all stages of the design and construction of the well is showed. The information obtained as a result of field studies and borehole Geophysics, geophysical research, rapid testing of core and cuttings, as well as the use of formation test tool is interrelated in the block diagram.

Key words: well construction; borehole geophysical information; exploration well; a block diagram; classification performance; seismic testing.

DISCUSSING THE QUESTION OF DESIGN ROCKYBACK SELF-ALIGNING CENTRALIZER OF BHA (p. 25)

Dmitrij Igorevich Chistov Igor' Nugumanovich Sulejmanov

Ufa State Petroleum Technological University

Dld. 1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russia

E-mail: chistov.mf@mail.ru

This article is about the use of the drill near-bit self- adjusting centralizer in the bottom-hole assembly system. The design of this centralizer allows to expand a range of amplitude frequency characteristics of damped transverse-longitudinal vibrations of a bottom-hole assembly. It also excludes barrel-shaped wear of aligning blades. Analytical calculations were performed to prove the parameters of the centralizer design and determine its intense deformation state at different values of technological parameters of

drilling. In doing calculations bending stiffness values of screw bottom-hole motors were obtained during bench tests.

Key words: well drilling; nearbit centralizer; bottom-hole assembly system; bending stiffness of bottom-hole motors.

RESEARCH RESULTS IN THE IMPROVEMENT OF THE OF KILLING WELLS TECHNOLOGY (p. 30)

Inna Nikolaevna Ponomareva Pavel Jur'evich Iljushin Dmitrij Aleksandrovich Martjushev Ruslan Maratovich Rahimzjanov

Perm National Research Polytechnic University

29, Komsomol'skijj prospect, Perm', 614990, Russia

E-mail: martyushevd@inbox.ru Phone: 8 (342) 219-84-68

This article describes how to find some of today's killing of fluids for a variety of geological and physical conditions of the Perm region, having a positive experience of practical application in other regions of Russia. That allowed to identify the most effective killing fluid to conditions of specific objects of oil deposits of the Perm region. The main criterion for the effectiveness of killing fluids adopted the coefficient of permeability recovery.

Key words: well killing fluid; well test; geological-physical conditions; permeability coefficient of restitution; laboratory research.

NATURAL WAVEGUIDES (WAVEGUIDE MECHANISM MOTION) (p. 36)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

LLC Firma «ATLAS» of.161, 28-1, Narodnogo Opolchenija str., Moscow, 123423, Russia E-mail: firma-atlas@mail.ru

The article is discussing mechanism of natural waveguides in ocean, earth's crust, petroleum reservoirs. The determining conditions for the existence of waveguides are the continuity of the liquid medium and its gas saturation. The key moment in the technology of wave action on the productive strata in wells is the

contents and the condition of the gas phase inside the oil reservoir. In the presence of a gas phase in the oil reservoir and the gas is always in some amount in the pores and cracks of the reservoir, i.e. scattered in the volume. Shock or acoustic waves into the formation and passing through the liquid phase are spread for kilometers the source because of regeneration of their kinetic energy. This effect enables the use of wave methods to enhance oil recovery.

Key words: natural waveguides; rocks; microbubbles; acoustic waves; lithosphere; longitudinal waves; saturation.

METHOD OF MONITORING PHYSICAL PARAMETERS OF PIPELINES (p. 45)

Zafar Hangusejn Jagubov Andrej Jevrikovich Starcev Andrej Jeduardovich Beljaev Sergej Vasil'evich Poletaev

National Mineral-Resources University Ukhta state technical university, Ukhta Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia E-mail: zav_eatp@uqtu.net

The article is discussing the theoretical reasoning and technical implementation of devices to control physical parameters of the pipelines on the basis of information on the propagation of electromagnetic oscillations in the section between two stations cathodic protection.

Key words: cathodic protection; the pipeline; electromagnetic waves.

ECOLOGICAL DISPOSAL OF OILY WASTE GENERATED IN THE OPERATION OF OIL AND GAS PIPELINES AND STORAGE TANKS (p. 50)

¹Tat'jana Dmitrievna Lanina ¹Igor' Jur'evich Bykov ¹Stanislav Gennad'evich Avtamonov ²Sergej Nikolaevich Donin

¹Ukhta state technical university, Ukhta
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: lanina.55@mail.ru

²LLC "LUKOJL-Uhtaneftepererabotka"
Dld. 11, Zavodskaja str., Ukhta,
Republic of Komi, 169314, Russia
E-mail: Sergey.Donin@lukoil.com

In the extraction and transport of hydrocarbons, a substantial amount of oily waste, which are environmentally aggressive mixtures. The article presents a study gives the possibility of their recycling by distillation and thermal degradation to produce a commercial product.

Key words: oil; gas; oily waste; distillation; thermal degradation.

OPTIMIZATION OF MANAGEMENT INFORMATION OF MINING OIL SYSTEM: THE BASIC PRINCIPLES (p. 55)

Zafar Hangusejn Jagubov Jemin Zafar Jagubov Konstantin Evgen'evich Chaadaev

Ukhta state technical university, Ukhta Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia E-mail: zav_eatp@ugtu.net

In modern conditions economic factors of controls and management of oil mines are of crucial importance. As a generalized criterion of optimization controls and controls selected value of the sum of expenses on creation and operation of information

management system and losses from its imperfections, sufficiently long time interval (e.g. one year)

Key words: emergency situation; the imperfection of measuring instruments; false information; optimization criterion; energy losses; improvement of the system; multiplicative noise.



ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» - инженерный сервис при отборе керна

Процесс отбора керна является сложной технологической операцией, ошибка при выполнении которой может привести к незапланированным затратам.

Подъём керна от 90 до 100 процентов - свидетельство высокой квалификации специалистов «Ай Ди Эс Дриллинг».

Нашими специалистами были проведены уникальные работы по сплошному отбору керна в донных отложениях озера Байкал и при бурении научной скважины в кристаллическом фундаменте в Финляндии.

За время работы отделом бурения 000 «Ай Ди Эс Дриллинг» выполнены работы по отбору керна на 50 объектах в скважинах с проектной глубиной от 1900 до 5600 м.

Специалисты компании обучены по собственной методике и имеют большой производственный опыт от 5 до 40 лет.

У полевого персонала имеется все необходимые сертификаты обученности (ТБ, ГНВП и т.д.), которые необходимы для присутствия инженера на буровой во время оказания услуг.

Штат персонала позволяет выполнять задачи в любом объеме поставленные заказчиками.

Нашими заказчиками являются:

000 «ОБК», ОАО «Северная нефть»,

ОАО «Усинскгеонефть», ЗАО «Интанефть»,

ОАО «Оренбурггеология», «ТНК-ВР»,

ОАО «Оренбургнефть», ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»,

000 «ЛУКОЙЛ-Коми», «Urals Energy» и другие.

Актуальные технологии для нефтегазового комплекса на страницах журнала

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ





Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

tom@ids-corp.ru; povalihin1@yandex.ru;

Если объем материала составляет более 1 Мб, то для его сжатия необходимо использовать архиваторы RAR или ZIP.

- 2. Оформление статей:
- объем статей до 14 страниц в формате страницы А4 (210 X 297 мм);
 текст статьи в программе Word через 1,5 интервала, шрифт 12 Arial или Times New Roman, без разбивки на 2 колонки;
 формулы в программе Microsoft Equation;
 рисунки в одной из графических программ Corel Draw, Illustrator, Adobe

Photoshop, Microsoft Excel - отдельными файлами от текста;

- фотографии должны быть хорошего качества.

К статье необходимо приложить аннотацию (до 5 предложений) на русском и, по возможности, английском языках.

- 3. Материал должен иметь сопроводительное письмо.
- 4. К статье прилагаются следующие сведения об авторах:
- фамилия, имя, отчество всех авторов полностью, учёная степень и звание;
- место работы каждого автора в именительном падеже, страна, город;

- адрес электронной почты каждого автора;

- корреспондентский почтовый адрес (можно один на всех авторов);
- контактный телефон.
- 5. Название статьи, аннотация, ключевые слова приводятся на русском и, по возможности, английском языках.
- 6. Необходимо указать код УДК, и/или ГРНТИ, и/или код ВАК согласно действующей номенклатуре специальностей научных работников.
 - 7. Список литературы.
- 8. При написании статьи необходимо использовать общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.
- 9. При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин (α , I, d, h и т. п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций (\sin , exp, \lim), химических элементов и единиц измерения прямым (обычным) шрифтом.

Рекомендуется использовать в математических формулах буквы латинского, греческого алфавитов.

- 10. Условия публикации:
- публикация научно-технических статей бесплатная;
- присылаемые для опубликования материалы рецензируются экспертным советом и утверждаются редакционным советом журнала;
 - в случае отклонения статьи авторы извещаются с мотивацией.



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

Индексы журнала:

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

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

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

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

Приглашаем к сотрудничеству руководителей предприятий и организаций, ученых, инженеров и специалистов. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная. Журнал на своих страницах размешает 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 доб. 241

Факс: (495) 543 9612