

Инженер-нефтяник

№ 3'2013

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Предупреждение осложнений при бурении на газовые гидраты

Технико-экономическая оценка строительства многозабойной скважины

Аналитическая модель электромагнитного канала связи телесистемы

Полимерный состав для внутрискважинной водоизоляции коллекторов

Фрактальный дренаж призабойной зоны пласта в скважинах



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

INTELLECT DRILLING SERVICES



СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

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

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

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

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

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

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

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

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

№3 2013г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД
ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

Аналитическое исследование процесса резания-скалывания горной породы резами PDC. Нескоромных В.В., Борисов К.И.

5

Закономерности изменения механических свойств горных пород при вдавливания в них индентора в присутствии жидкостей. Евсеев В.Д.

8

Реологические свойства тампонажных растворов со стеклянными микросферами. Пахарев А.В.

14

Повышение эффективности ликвидации геологических осложнений при бурении скважин на газовые гидраты в провинции Цинхай (КНР). Лю Тяньлэ, Николаев Н.И.

17

Математическая модель электромагнитного канала связи забойной телеметрической системы. Архипов А.И.

20

О модели качества законченной строительством скважины.

Повалихин А.С., Коваленко В.В., Ближнюков В.Ю.

24

Экономическая оценка бурения многозабойных скважин с горизонтальным окончанием. Повалихин А.С., Шатровский А.Г.

29

Принципиальная схема бурового стенда, максимально приближенного к натурным условиям. Ганджумян Р.А., Лачинян Л.А.

32

Разработка гидрофобизированного полимерного состава для внутрискважиной водоизоляции низкопроницаемых коллекторов. Кондрашев А.О., Рогачев М.К., Кондрашев О.Ф., Нелькенбаум С.Я.

34

Фрактальный дренаж призабойной зоны пласта в скважинах. Иванников В.И.

39

Особенности нормирования технологических потерь нефти для месторождений, имеющих сложную систему сбора и подготовки продукции. Ковалев К.А., Гафурова А.Э., Григорьев Н.В.

44

Повышение надёжности нефтегазовых подводных сооружений. Булычев Г.А., Перфилов В.А., Томарева И.А., Булычев Ф.Г.

47

Анализ модернизации отечественной нормативной резервуаростроительной документации. Шаматарев А.В.

50

Аннотации статей

56

CONTENTS

Analytical research of cutting and spalling action of PDC cutters while rocks drilling. Neskromnykh V.V., Borisov K.I.

Formation mechanical properties change: flat indentation along with fluids. Evseev V.D.

Rheological properties of slurries with glass microspheres. Pakharev A.V.

Efficiency upgrading of geological problems elimination while drilling for gas hydrates in Qinghai province (People's Republic of China). Lju Tjan'leh, Nikolaev N.I.

Mathematical model of electromagnetic communication channel of MWD-system. Arkhipov A.I.

Quality model for completed well. Povalikhin A.S., Kovalenko V.V., Bliznjukov V.J.

Drilling economic appraisal for multilateral wells with horizontal completion. Povalikhin A.S., Shatrovskij A.G.

General layout of drill bench-testing rig: near-total realism. Gandzhumjan R.A., Lachinjan L.A.

Development of hydrophobized polymeric compound for intrastatal water-shut-off of low permeable reservoirs. Kondrashev A.O., Rogachjov M.K., Kondrashev O.F., Nel'kenbaum S.J.

Fractal drainage of near-wellbore area. Ivannikov V.I.

Challenges of oil processing losses valuation in fields with complicated oil gathering and treatment systems. Kovalev K.A., Gafurova A.E., Grigor'ev N.V.

Subsea oil and gas facilities: reliability enhancement. Bulychev G.A., Perfilov V.A., Tomareva I.A., Bulychev F.G.

Modernization analysis of domestic normative legal documents for reservoir construction. Shamatarev A.V.

Abstracts of articles

В соответствии с решением № 6/6 Президиум ВАК Минобрнауки России от 19 февраля 2010 г. журнал включён в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёных степеней кандидата и доктора наук.

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

Главный редактор: Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

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

Литвиненко Владимир Стефанович - д.т.н., профессор, ректор Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического университета)

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

Новоселов Владимир Васильевич – д.т.н., профессор, ректор Тюменского Государственного нефтегазового университета

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

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

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

Герасименко Александр Петрович – управляющий директор ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

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

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

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

Экспертный совет журнала:

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

Бородавкин Пётр Петрович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

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

Дёмин Николай Владимирович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой геоэкологии и безопасности жизнедеятельности Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Рогачёв Михаил Константинович - д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского Государственного горного института (Технического университета)

Сазонов Алексей Алексеевич - к.э.н., генеральный директор НПО «Горизонт-Сервис-Геонавигация»

Фортунатова Наталья Константиновна - д.г.-м.н., профессор кафедры литологии Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич

Перевод Орлов Николай Александрович

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

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

Адрес электронной почты: rovalihin@ids-corp.ru

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

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

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836

Индекс журнала в объединённом каталоге "Пресса России" - 91842

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц.

При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.

Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

УДК 622.243.2

Аналитическое исследование процесса резания-скалывания горной породы резцами PDC

В.В.Нескоромных - д.т.н., профессор
(Сибирский федеральный университет)

К.И.Борисов - д.т.н., доцент

(Национальный исследовательский Томский политехнический университет)

Для бурения скважин различного назначения в мягких, горных породах средней твердости, а также частично в твёрдых породах в настоящее время в большом объёме применяются долота и коронки с поликристаллическими алмазо-твёрдосплавными резцами типа PDC. Перспективность данного вида вооружения подтверждена высокими результатами применения указанных породоразрушающих инструментов, которые успешно используются как для бурения скважин малого диаметра с отбором керна, так и глубоких скважин на месторождениях нефти и газа. Например, долота с резцами PDC позволяют при бурении глубоких скважин обеспечить проходку более 1000 м на долото при средней механической скорости бурения 20–40 м/ч.

Показатели работы породоразрушающих инструментов в значительной степени зависят от схемы и параметров их вооружения, которые могут быть разнообразны, если учитываются физико-механические свойства горных пород и режимные показатели бурения.

Для уточнения схемы установки резцов PDC на рабочей поверхности долота важными являются установленные аналитические зависимости действующих усилий

и глубины резания-скалывания от физико-механических свойств горных пород и параметров режима бурения.

В данной статье изложены результаты исследований и анализ установившегося режима резания-скалывания породы резцом PDC, которые позволяют определять геометрические параметры резцов и схему их установки в корпусе долота в зависимости от условий бурения.

Одной из особенностей механизма работы резцов типа PDC, которые устанавливаются в долотах с отрицательным передним углом, является появление реакции R_B , направленной вертикально вверх и, таким образом, снижающей величину действующего на резец осевого усилия и соответственно глубину резания-скалывания горной породы.

При перемещении резца под действием крутящего момента при установившемся режиме и глубине резания-скалывания породы справедливы схемы работы резца представленные на рис. 1 (а, б, в).

Определим усилие F_p резания-скалывания породы и усилие R_B , исходя из условия, что при установившемся режиме резания-скалывания породы резцом PDC усилие R будет направлено под прямым углом к плоскости резца (рис. 1, б) равнодействующее усилие R сил F_p

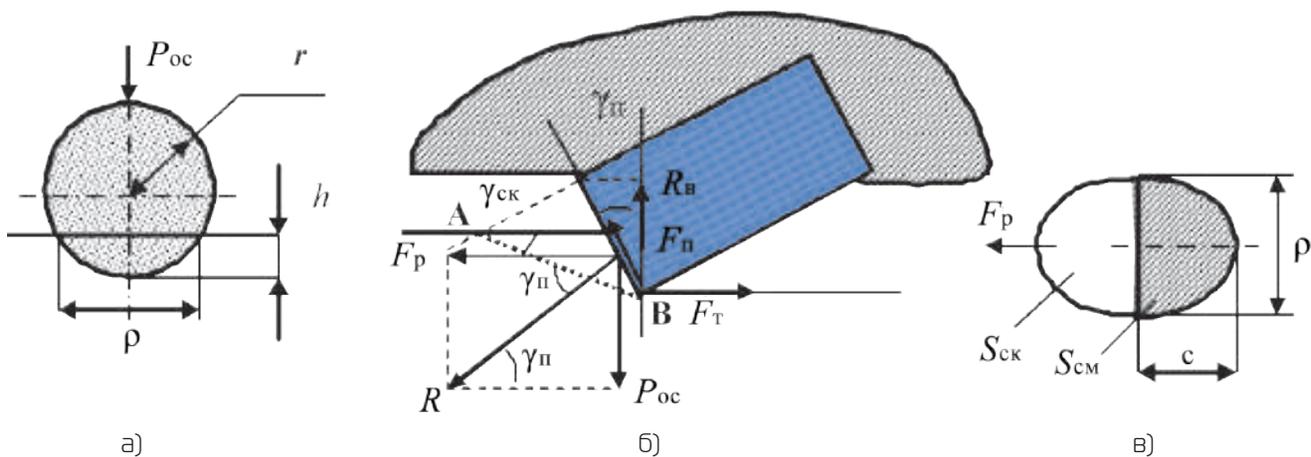


Рис. 1. Схема к анализу процесса резания-скалывания породы резцом PDC:

а – вид на резец спереди;

б – вид на резец сбоку;

в – форма и размеры площадок смятия и скалывания породы резцом PDC цилиндрической формы.

резания-скалывания и осевого усилия P_{oc} определим из соотношения:

$$R = \frac{F_p}{\cos\gamma_n} = \frac{P_{oc}}{\sin\gamma_n}, \quad (1)$$

где γ_n – передний угол установки резца, град.

Усилие F_p резания-скалывания породы определим в соответствии со схемой на рис. 1 и, следуя выводу из работы [1]:

$$F_p = S_{ск} \sigma_{ск} (1 + tg\varphi) + fP_{oc}, \quad (2)$$

где $S_{ск}$ – площадь площадки скалывания перед резцом, м²; $\sigma_{ск}$ – предел прочности породы на скалывание, Па; φ – угол внутреннего трения горной породы, град.; f – коэффициент трения резца о породу; P_{oc} – осевое усилие на резец, Н.

В формуле (2) необходимость появления угла φ внутреннего трения горной породы, и, соответственно, коэффициента $tg\varphi$ внутреннего трения породы, требует некоторого пояснения.

В случае разрушения горной породы с образованием лунки или борозды, характерных для её объёмного разрушения, которое сопровождается упруго-пластическим деформированием, при определении параметров разрушения породы следует учитывать влияние сил внутреннего трения. Внутреннее трение в породе возникает в момент её деформирования и перемещения частей деформируемого объема относительно друг друга. Наибольшие деформации, и, соответственно, максимальные проявления сил внутреннего трения, происходит в ядре сжатия породы.

Для оценки сил внутреннего трения в ядре сжатия горной породы рассмотрим процесс образования лунки разрушения под действием индентора в виде шара (рис. 2).

Глубина лунки разрушения при внедрении шарового индентора задается глубиной возникновения максимальных касательных напряжений, которая равна $0,5\rho$. Величина ρ равна

$$\rho = \sqrt{2hr - h^2}, \quad (3)$$

где r – радиус шарового индентора, м;

h – глубина внедрения индентора на заключительном перед разрушением этапе деформирования горной породы, м.

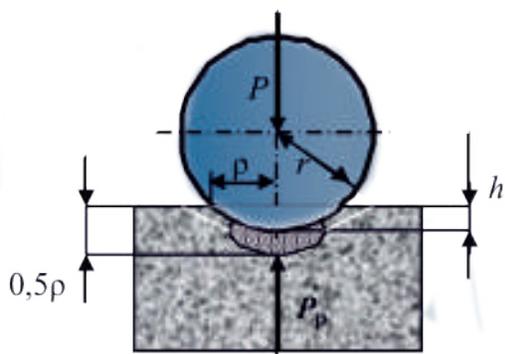


Рис. 2. Схема к определению глубины внедрения шарового индентора.

Под индентором в процессе упруго-пластического деформирования возникает и до момента выкола лунки развивается буферная зона из разрушенной в порошок породы, которая, в некоторой степени, становится продолжением внедряемого индентора, т.к. оказывает разрушающее воздействие на породу. При этом реакция упруго-деформированной горной породы воздействует непосредственно на ядро сжатия, а уже через него на торец индентора.

Усилие P_{oc} затрачивается на упругую реакцию P_p породы и преодоление сил внутреннего трения F_T в деформируемых объемах породы, прежде всего ядре сжатия. Это соотношение запишем в виде:

$$P_{oc} = P_p + F_T. \quad (4)$$

Реакция горной породы определится из выражения:

$$P_p = S_{см} p_{ш}, \quad (5)$$

где $S_{см}$ – площадка смятия, м²;

$p_{ш}$ – твердость горной породы, Па.

Сила внутреннего трения определится из зависимости:

$$F_T = S_{см} p_{ш} tg\varphi.$$

Формула (3) может быть, таким образом, записана в следующем виде:

$$P_{oc} = S_{см} p_{ш} (1 + tg\varphi) \quad (6)$$

Учитывая, что площадка смятия определяется формулой площади круга радиусом ρ , который рассчитывается из формулы (3), получим:

$$S_{см} = \pi (2hr - r^2). \quad (7)$$

Решение уравнения (7) относительно h , с учетом формулы (6), позволяет определить глубину внедрения шарового индентора:

$$h = r - \sqrt{r^2 - \frac{P_{oc}}{\pi p_{ш} (1 + tg\varphi)}}. \quad (8)$$

Выражение (8) достаточно наглядно показывает необходимость учитывать при анализе процессов деформирования и разрушения горных пород силы внутреннего трения. Например, если в формуле (8) не учесть расходование осевой силы P_{oc} на преодоление сил сцепления и трения между деформируемыми частями объема, прежде всего, внутри ядра сжатия горной породы, полученное значение глубины h внедрения индентора будет неоправданно завышено.

Продолжим рассмотрение процесса резания-скалывания резцом PDC. Размер $S_{ск}$ площадки скалывания (рис. 1, в) рассчитываем как площадь половины эллипса с полуосями $0,5\rho$ и AB :

$$S_{ск} = 0,5\pi\rho AB = 0,5\pi\sqrt{dh} \frac{h}{\sin\gamma_{ск}}, \quad (9)$$

где d – диаметр резца PDC, м;

h – глубина резания-скалывания породы резцом, м;

$\gamma_{ск}$ – угол скалывания породы перед передней гранью резца, град.

После подстановки полученной формулы в формулу (2) определим усилие резание-скалывания породы резцом PDC:

$$F_p = \frac{\sigma_{ск} \pi \sqrt{dhh} \cos \varphi_p (1 + tg \varphi)}{\sin \gamma_{ск}} + fP_{ос}, \quad (10)$$

где φ_p – угол поворота реза в плоскости торца относительно фронтальной линии резания-скалывания породы, град.

При повышении скорости резания-скалывания породы рост усилия F_p связан с повышением предела прочности породы на скалывание $\sigma_{ск}$.

Усилие R_B , согласно схемы на рис. 1, б, можно определить, проецируя усилие F_p изначально на плоскость реза, а затем на вертикальную линию, что позволяет рассчитать это усилие по следующей зависимости:

$$R_B = F_p \sin \gamma_{п} \cos \gamma_{п}. \quad (11)$$

С учетом формул (10) и (11) можем получить формулу для расчета усилия R_B в развернутом виде:

$$R_B = \left[\frac{\sigma_{ск} \pi \sqrt{dhh} \cos \varphi_p (1 + tg \varphi)}{\sin \gamma_{ск}} + fP_{ос} \right] \cos \gamma_{п} \sin \gamma_{п} \quad (12)$$

Из формулы (12) следует, что усилие R_B в установленном режиме резания-скалывания породы при изменении скорости перемещения реза, будет зависеть от значения сопротивления $\sigma_{ск}$ породы на скалывание. Параметр $\sigma_{ск}$ прочности горной породы при повышении скорости $v_{л}$ резания-скалывания будет также возрастать.

В работе [2] экспериментально установлено, что усилие R_B зависит от линейной скорости перемещения реза по забою скважины.

На рис. 3 приведены зависимости отражающие влияние скорости $v_{л}$ резания-скалывания породы на величину усилия R_B . Экспериментальная кривая, полученная

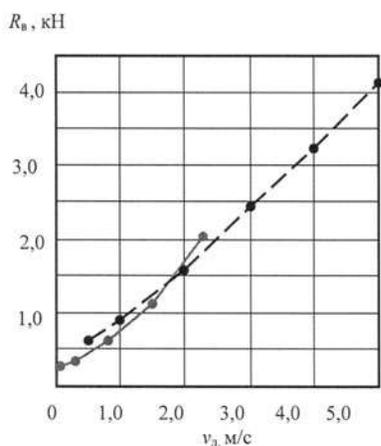


Рис. 3. Зависимость усилия R_B от скорости $v_{л}$ резания-скалывания породы резцом типа PDC: сплошная линия – экспериментальные данные; пунктирная линия – аппроксимирующая кривая.

которая рассчитана по экспериментальным данным по методу наименьших квадратов. Уравнение для расчета величины R_B выглядит следующим образом:

$$R_B = 0,258 + 0,664 v_{л} + 0,021 v_{л}^2, \quad (13)$$

где $v_{л}$ – скорости резания-скалывания породы резцом, м/с.

Полученное уравнение (13) позволяет проследить рост усилия R_B при повышении скорости перемещения реза до более высоких значений.

Причины роста параметра $\sigma_{ск}$ прочности состоит в том, что при повышении скорости перемещения реза перед ядром сжатия породы, т.е. на передней грани реза не успевает образовываться («прорастать») синхронно с перемещением реза трещина АВ отрыва (рис. 4, а).

В результате резец испытывает увеличивающееся сопротивление горной породы и стремится снизить глубину резания-скалывания до той величины, при которой трещина отрыва успеет сформироваться и происходит синхронное с движением реза отделение породы на его передней грани. Это становится возможным за счет того, что с повышением параметра $\sigma_{ск}$ повышается и реакция породы R_B , которая противодействует осевому усилию $P_{ос}$ и снижает его. В результате при более высоком значении скорости $v_{л}$ перемещения реза устанавливается иная, уже меньшая глубина h_1 резания-скалывания породы, снижается длина A_1B_1 трещины отрыва породы, и устанавливается режим разрушения с меньшей глубиной проникновения реза в породу (рис. 4, б).

Для сохранения прежней глубины резания-скалывания породы при повышении частоты вращения инструмента необходимо повышать осевую нагрузку.

Из формулы (13) может быть получено выражение для определения предела прочности на скалывание породы:

$$\sigma_{ск} = \frac{(R_B - fP_{ос} \sin \gamma_{п} \cos \gamma_{п}) \sin \gamma_{ск}}{\pi \sin \gamma_{п} \cos \gamma_{п} \sqrt{dhh} \cos \varphi_p (1 - tg \varphi)} \quad (14)$$

Из данной формулы следует, что рост $\sigma_{ск}$ связан с повышением реакции R_B , и наоборот, реакция R_B нарастает по мере повышения предела прочности $\sigma_{ск}$ на скалывание.

Усилие R_B определено в результате экспериментальных работ, как вертикальная составляющая усилия резания-скалывания (рис. 3) [2]. Полученные зависимости (8), (12) и (14) показывают механизм процесса резания-

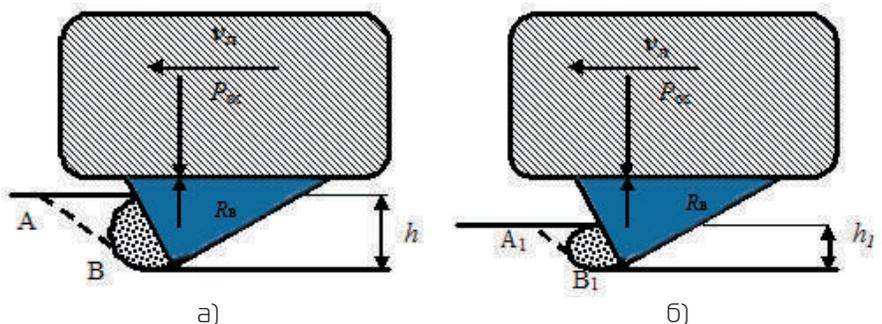


Рис. 4. Схема для анализа процесса резания-скалывания породы резцом PDC:

- а) при более низкой частоте вращения;
- б) при более высокой частоте вращения.

скалывания горной породы, основные влияющие параметры и их взаимосвязь. Например, вполне допустимо оценивать значение параметра $\sigma_{ск}$ по результатам измерения реакции R_B , поскольку они взаимосвязаны и закон их изменения будет одинаков.

В работе [2] предложена методика определения, так называемой «динамической» твёрдости горной породы, которая максимально моделирует реальные процессы работы режущих элементов долот класса PDC. Данная методика предполагает определение показателя твердости путем измерения реакции R_B , возникающей при резании образца (керна) испытуемой горной породы на специальной установке в установившемся режиме, и соотношения этой силы к площади S_k контакта стандартного режущего элемента с породой:

$$H_{вд} = \frac{R_B}{S_k}. \quad (15)$$

Схема и методика получения исходных данных для расчета показателя $H_{вд}$, не только наглядно и сравнительно точно воспроизводит работу резцового инструмента во всех режимах разрушения горных при их ре-

зании-скалывании, но и учитывает рост сопротивления породы разрушающим усилиям при повышении скорости приложения разрушающих нагрузок.

Важнейшим фундаментальным аспектом предложенного в [2] метода является представление показателя сопротивления горной породы внедрению режущего инструмента при её резании-скалывании (твердости), как функции от скорости процесса разрушения, определяемого скоростью перемещения режущего элемента (рис. 3).

Таким образом, в основу методики [2] положена концепция не предельного критерия твёрдости горной породы, а предельной прочностной функции, связывающей статическое и динамическое её разрушение при резании-скалывании в единый процесс на базе фундаментальных явлений природы.

Полученные же аналитические зависимости, таких параметров, как усилие сопротивления породы резанию скалыванию и вертикальной реакции породы, позволяют более точно оценивать влияние входящих параметров и применять полученные зависимости в совокупности с экспериментальными данными для проектирования долот с резцами PDC.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ. - Красноярск: изд. СФУ, 2012. – 298 с.
2. Борисов К.И. Научный метод оценки эффективности динамических процессов разрушения горных пород при бурении скважин современными инструментами режуще-скалывающего действия. Дис. доктора техн. наук. – Томск: 2012. - 193 с.

УДК 622.23.01

Закономерности изменения механических свойств горных пород при вдавливании в них индентора в присутствии жидкостей

В.Д.Евсеев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой
(Национальный исследовательский Томский политехнический университет)

Методом вдавливания индентора в образцы горной породы определяются механические свойства горных пород, используемые при проектировании параметров режима бурения скважин. Методика Л.А. Шрейнера [1, стр. 80]

позволяет определить твердость H горных пород, условный предел P текучести, работу A_y деформирования в упругой области вдавливания, работу $A_{нд}$ неупругого деформирования, полную работу A деформирования,

условный коэффициент K пластичности, удельную контактную A_c и удельную объемную A_v энергию разрушения.

Методика была принята на вооружение буровиками более 50 лет назад. Прошедшее время показало, что не все перечисленные выше показатели свойств горных пород нашли активное применение в бурении скважин. Величины K , A_v , A_c , A , например, практически не используются в отличие от величин P , H .

Лабораторными исследованиями установлено [2, 3], что жидкость, в присутствии которой происходит вдавливание индентора в горную породу, способна существенно уменьшить твердость H породы, масштаб разрушения (объем V лунки, возникающей при выколе). Замечено, что уменьшение V тем значительнее, чем на большую величину снижается условный коэффициент K пластичности. Однако причина связи V и K не была выявлена. Более того, поведение K при вдавливании индентора в образец горной породы в присутствии воды было охарактеризовано в [2, 3] как «неожиданное и новое»: вместо ожидаемого роста K наблюдалось его снижение.

Ожидание роста величины K при вдавливании индентора в горную породу в присутствии воды определялось «пластифицирующим» действием воды, выражающимся в снижении условного предела P текучести. Это трактовалось как раннее наступление пластичности, как рост пластических свойств горной породы [2, 3]. С нашей точки зрения, наблюдаемое снижение P может свидетельствовать и об иной природе остаточной деформации, возникающей в горной породе под пятном контакта при вдавливании индентора, чем полагали в [2, 3].

В методике Л.А. Шрейнера считается, что формирование выкола при вдавливании индентора в горную породу является результатом развития пластической деформации в горной породе под пятном контакта при достижении контактным давлением величины P . При дальнейшем увеличении контактного давления происходит расширение области действия пластических сдвигов, причем непосредственно под пятном контакта пластического деформирования не происходит: эта область горной породы (полусфера) вследствие её большого всестороннего сжатия является, согласно [4], продолжением индентора («своеобразный нарост») и вдавливается в породу в качестве пилотной его части. К выколу породы приводят пластические сдвиги, развивающиеся по конической поверхности, касательной к сжатой полусфере породы под индентором.

Отличительной особенностью разрушения горной породы при вдавливании индентора является обязательное требование непрерывного увеличения усилия вдавливания для возникновения выкола, так как «пластическая деформация при постоянном контактом давлении будет исчерпана и процесс вдавливания прекратится» [4, стр. 29].

На неточность этого вывода было указано в [5]. В этой работе экспериментально показано, что непрерывный рост нагрузки не является необходимым условием разрушения горной породы при вдавливании индентора: условие $P_k = \text{const} > P$ обеспечивает развитие разрушения во времени (задержанное разрушение). Длительность задержанного разрушения зависит от величины P_k и от природы жидкости, в присутствии которой происходит испытание.

В [6] было установлено, что при вдавливании индентора в образец горной породы под пятном контакта возникает трехосное неравнокомпонентное напряжен-

ное состояние сжатия. В этом случае гидростатическая компонента нагрузки обеспечивает равномерное сжатие компонента горной породы в ядре сжатия, а девиаторная - деформацию сдвига. Итогом совместного действия гидростатического и девиаторного напряжений будет измельчение горной породы под пятном контакта [7].

При вдавливании индентора наибольшие механические напряжения возникают непосредственно под пятном контакта, обеспечивая большее дробление компонент горной породы. С ростом контактного давления происходит утончение продуктов измельчения. Действующие непосредственно под пятном контакта напряжения обеспечивают не только разрушение, но и компактирование продуктов измельчения, сдерживающее развитие выкола. Возникающая в результате компактирования сыпучего материала «таблетка» должна содержать наиболее тонкие фракции. В нижней части ядра сжатия происходит разрыхление горной породы [6]. Последнее означает, что для роста эффективности разрушения горной породы при вдавливании индентора необходимо обеспечивать поступление бурового раствора в зону разрыхления горной породы.

Измельчение твердой компоненты горной породы в ядре сжатия происходит в стесненных условиях, которые обеспечивает порода, окружающая пятно контакта и ядро сжатия, при непрерывном росте контактного давления и механических напряжений, вызывающих равномерное сжатие и сдвиг. Увеличение удельной поверхности порошкообразного материала в ядре сжатия приведет, с одной стороны, к повышению эффективности передачи ядром сжатия величины осевого усилия на окружающую ядро горную породу и к выколу, но, с другой стороны, развитие этого процесса будет сдерживаться ростом в ядре сжатия элементов сухого трения Сен-Венана.

Известно, что силы трения, возникающие при росте сдвиговых трещин, способны существенно упрочнить разрушаемое тело. Об этом свидетельствует, в частности, десятикратное различие прочности образцов горных пород при их растяжении и сжатии. Еще более значительно возрастает прочность образца горной породы при его трехосном сжатии, когда в образце возникает многочисленная система трещин, вызывающая увеличение трения между сторонами сдвиговых трещин. Упрочняющее влияние сил внутреннего трения на развитие разрушения горной породы под пятном контакта при вдавливании индентора в образец горной породы отмечено в [8]. Величина растущего зернограничного трения в ядре сжатия при вдавливании индентора в горную породу обеспечивает снижение эффективности передачи усилия F вдавливания на окружающую ядро сжатия горную породу, т.е. обеспечивает возрастание твердости горной породы.

Нами было проведена оценка качества измельчения горной породы под индентором при вдавливании его в поверхность образца среднезернистого мрамора на воздухе. Проведенный анализ дисперсности измельченных минералов, входящих в состав горной породы, с использованием сканирующего фотоседиментографа «Анализетте-20» показал, что в возникающем под пятном контакта сыпучем материале содержатся грубые фракции (табл. 1).

Несколько иное распределение частиц по размерам зафиксировано после ультразвуковой обработки в дистиллированной воде компактированного материала («таблетка»). Для этого использовался ультразвуковой диспергатор низкочастотный УЗДН (табл. 2).

Таблица 1. Результаты дисперсного анализа порошкообразных продуктов разрушения горной породы из лунки выкола.

Диапазон фракций, мкм	< 6	6/10	10/14	14/20	20/28	28/40	40/63	> 63
Содержание частиц, % масс.	0,0	0,05	0,10	0,14	1,71	4,50	9,0	84,5

Таблица 2. Результаты дисперсного анализа компактированного образования после ультразвукового диспергирования.

Диапазон фракций, мкм	< 3	3/10	10/14	14/20	20/28	28/40	40/63	> 63
Содержание частиц, % масс.	0,0	4,50	6,50	7,0	10,50	16,0	20,0	35,5

Снижение агрегатной твердости горных пород определяется возможностью снижения работы образования свежей поверхности при разрушении адгезионных границ и когезионных связей в минералах при вдавливании индентора в горную породу и возможностью уменьшения работы, затрачиваемой на зернограничное трение. Вполне естественно для этой цели использовать жидкость, которая, являясь «третьим телом», способна не только снижать коэффициент трения между измельчающимися минералами в ядре сжатия, но и уменьшать работу образования свежих поверхностей при разрушении минеральных зерен вследствие эффекта П.А. Ребиндера.

Полную работу, затрачиваемую на измельчение компонент горной породы под пятном контакта при вдавливании индентора, представим в виде

$$A = A_y + A_{нд}, \quad (1)$$

где $A_{нд}$ – работа деформации на нелинейном участке деформационной кривой, численно равная площади фигуры ABCD (рис. 1). Работа A_y упругого деформирования горной породы определяется площадью треугольника OAD.

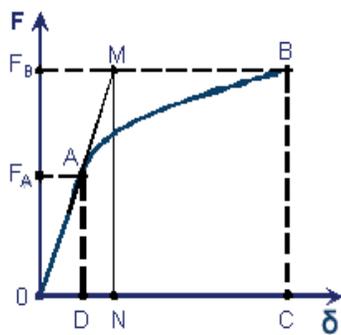


Рис. 1. Схематический вид деформационной кривой, возникающей при вдавливании индентора в образец упруго-пластичной горной породы: F – усилие вдавливания; δ – абсолютная деформация горной породы под пятном контакта.

Величина A_y представляет собой работу, затрачиваемую на перемещение и повороты минеральных зерен, входящих в состав горной породы, и работу упругого сжатия минералов под действием гидростатической и девиаторной нагрузок. Полагая, что работа упругого сжатия твердого скелета горной породы одинакова в различных условиях, будем считать, что изменение A_y при вдавливании в образец горной породы индентора в присут-

ствии различных жидкостей (растворов) связано с изменением зернограничного трения между компонентами твердого скелета породы. В этом случае работа упругого деформирования представляет собой работу сил трения на упругом участке вдавливания индентора, т.е. $A_y = A_{ту}$.

В [9] показано, что химические соединения, вводимые в водопроводную воду, могут обеспечивать как увеличение работы упругой деформации в горной породе под пятном контакта, так и её уменьшение. Причем, вод-

ные растворы ПАВ не выделяются по способности изменять величину $A_{ту}$ от других используемых химических соединений: могут обеспечивать различное снижение величины $A_{ту}$ по сравнению с действием водопроводной воды на изменение $A_{ту}$. Например, если 1,0% водный раствор сульфанола мало изменил величину $A_{ту}$ при вдавливании индентора в поверхность известкового алевролита по сравнению со значением $A_{ту}$, полученным в присутствии воды, то водный раствор олеата натрия (10 г/л) вызвал значительное снижение $A_{ту}$ при вдавливании индентора в поверхность кварцевого песчаника по сравнению с изменением величины $A_{ту}$ в присутствии воды [9].

Мы осуществили вдавливание индентора в поверхность образцов песчаника в условиях, обеспечивающих вмешательство различной внешней среды в формирование ядра сжатия под пятном контакта: в воздухе, в присутствии неполярного CCl_4 , полярной воды (табл. 3). Перед испытанием образцы песчаника в виде зерна высотой $5 \cdot 10^{-2}$ м выдерживались при температуре 105 °С в термошкафу для удаления влаги. Затем образцы медленно остывали до комнатной температуры.

Вдавливание конического индентора с плоским основанием площадью $2,07 \cdot 10^{-6}$ м² в поверхность образцов песчаника осуществлялось через 2,75 мин. после нанесения слоя жидкости на ту часть поверхности, в которую затем вдавливался индентор. В воздухе было осуществлено 7 вдавливаний, в присутствии воды – 12, CCl_4 – 11. Было проведено устранение грубых ошибок. В табл. 3 приведены средние арифметические значения указанных величин.

Проведенное исследование показало, что максимальных значений величина $A_{ту}$ достигает при вдавливании индентора в воздухе в сухие образцы песчаника (табл. 3). Такое изменение $A_{ту}$ вполне понятно: в этих условиях вдавливания индентора работа сил трения максимальна из-за отсутствия «третьего тела» (жидкости), снижающего сопротивление сдвигу на адгезионных и когезионных границах между контактирующими поверхностями минералов.

Обращает на себя внимание то, что работа упругого деформирования при вдавливании индентора в песчаник в присутствии неполярного CCl_4 и полярной воды мало отличаются (табл. 3). А вот работа $A_{нд}$, затраченная на

Таблица 3. Влияние внешних условий на изменение механических свойств песчаника при вдавливании индентора.

Песчаник, %	$A_{\text{ту}} \cdot 10^2, \text{ Н} \cdot \text{м}$	$P, \text{ МПа}$	$A_{\text{нд}} \cdot 10^2, \text{ Н} \cdot \text{м}$	$A_{\text{тн}} \cdot 10^2, \text{ Н} \cdot \text{м}$	$A_{\text{т}} \cdot 10^2, \text{ Н} \cdot \text{м}$	$A_{\text{р}} \cdot 10^2, \text{ Н} \cdot \text{м}$	$A \cdot 10^2, \text{ Н} \cdot \text{м}$	$P_{\text{ш}}, \text{ МПа}$	K
Воздух	8,0	680	20,5	7,45	15,45	13,05	28,5	932,4	1,84
CCl_4	4,7	566,4	14,1	3,57	8,27	10,53	18,8	747,6	2,27
Снижение, %	41,2	16,7	31,2	52,1	46,5	19,9	34	19,9	+
H_2O	4,45	475,8	4,45	1,23	5,68	3,22	8,9	543,5	1,57
Снижение, %	44,4	30,0	78,3	83,5	63,2	75,4	68,9	41,7	-

деформирование горной породы на нелинейном участке в присутствии CCl_4 , существенно превышает аналогичную величину, полученную в присутствии воды. Росту работы деформирования на нелинейном участке при вдавливании индентора в образец породы в присутствии четыреххлористого углерода способствует увеличение энергоёмкости разрушения диэлектрических минералов в присутствии диэлектрической жидкости вследствие большого электрического сопротивления этой жидкости (эффект П.А. Ребиндера) [10].

Но на нелинейном участке деформирования происходит не только измельчение компонент горной породы под пятном контакта, приводящее к росту величины удельной поверхности компонент горной породы, но и возрастание, по нашему мнению, доли работы сил трения $A_{\text{т}}$ в изменении сопротивляемости горной породы вдавливанию индентора. Это позволяет работу деформации на нелинейном участке деформационной кривой представить как $A_{\text{нд}} = A_{\text{тн}} + A_{\text{р}}$ и выражение (1) записать в виде

$$A = A_{\text{ту}} + A_{\text{тн}} + A_{\text{р}},$$

где $A_{\text{р}}$ – работа, затраченная на измельчение горной породы под пятном контакта, $A_{\text{тн}}$ – работа сил трения на нелинейном участке вдавливания индентора.

Работу $A_{\text{тн}}$ приблизительно можно оценить следующим образом. Если продолжить отрезок деформационной кривой ОА до пересечения в т. М с перпендикуляром, опущенным из т. В на ось ординат F (рис. 1), то площадь трапеции AMND численно будет равна работе сил трения на нелинейном участке (оценка снизу).

Полную работу сил трения при вдавливании индентора выразим следующим образом: $A_{\text{т}} = A_{\text{ту}} + A_{\text{тн}}$.

При таком подсчете работа сил трения будет существенно занижена, т.к. не учитывается рост удельной поверхности измельчающихся минеральных зерен под пятном контакта при росте усилия вдавливания.

Содержащиеся в табл. 3 данные показывают, что работа сил трения при вдавливании индентора на поверхность образца горной породы значительна (даже без учета прироста свежей поверхности при измельчении минералов под пятном контакта) и трение может существенно сдерживать развитие разрушения породы: если на нелинейном участке деформирования работа сил трения меньше работы измельчения в 2-3 раза, то суммарная работа $A_{\text{т}}$ превосходит работу $A_{\text{р}}$, затрачиваемую на разрушение.

О способности жидкости изменять работу сил трения на нелинейном участке можно судить по изменению работы деформирования в упругой области вдавливания индентора: в [8] показано, что в этой стадии вдавливания индентора в поверхность образца горной породы в присутствии водных растворов химерагентов наблюдается различное изменение работы упругого деформирования $A_{\text{ту}}$. Для снижения твердости горных пород необходимо использовать такие химические соединения, которые способствуют максимальному уменьшению работы сил трения.

Работа измельчения $A_{\text{р}}$ на нелинейном участке определится разностью между общей энергией, затраченной на деформирование горной породы на нелинейном участке $A_{\text{нд}}$ (площадь фигуры ABCD: S_{ABCD}), и энергией, затраченной на преодоление сил трения на нелинейном участке $A_{\text{тн}}$ (площадь трапеции AMND: S_{AMND}):

$$A_{\text{р}} = A_{\text{нд}} - A_{\text{тн}} \text{ или } AP = S_{\text{OABC}} - S_{\text{OMN}}.$$

Коэффициент пластичности горной породы можно определить следующим образом:

$$K = S_{\text{OABC}} / S_{\text{OMN}} = 1 + A_{\text{р}} / A_{\text{т}}.$$

Коэффициент пластичности представляет собой отношение работы, затраченной на разрушение горной породы, к величине работы сил трения при вдавливании индентора.

Породообразующие минералы, входящие в состав горной породы, в основном являются диэлектриками. В этом случае величина работы разрушения определится прочностью когезионной и адгезионной связи в минералах и между минералами. Величину $A_{\text{р}}$ можно представить в виде $A_{\text{р}} = \gamma_{\text{эф}} \cdot S$, где S – прирост свежей поверхности при измельчении, $\gamma_{\text{эф}}$ – эффективная энергия разрушения, величина которой определяется плотностью электрических зарядов, возникающих на свежих поверхностях разрушаемых диэлектриков, на поверхности трещин адгезионного происхождения и временем релаксации зарядов в коагуляционной структуре, возникающей под пятном контакта [10]. Время релаксации электрических зарядов в ядре сжатия определяется природой жидкости, в присутствии которой происходит вдавливание индентора, и наличием (или отсутствием) в образце горной породы естественной влаги.

В лабораторных условиях определения твердости горной породы и других её механических свойств,

перечисленных выше, следует перед вдавливанием индентора удалить естественную влагу из образца горной породы высушиванием его при повышенной температуре. В этом случае можно оценить влияние конкретной жидкости на изменение механических свойств образца горной породы. Показателем способности жидкости, в присутствии которой происходит вдавливание индентора в горную породу, уменьшать работу разрушения A_p , является величина электрического сопротивления R раствора, возникающего в коагуляционной структуре ядра сжатия при растворении компонент горной породы в используемой жидкости: чем меньше R раствора, тем меньше будет величина работы разрушения A_p [10].

Электрическое сопротивление ядра сжатия в условиях вдавливания индентора в образцы песчаника (табл. 3), резко отличаются: максимальное электрическое сопротивление ядра сжатия возникнет при вдавливании индентора в образец горной породы (из которого удалена влага) в воздухе, минимальное – при вдавливании индентора образец горной породы в присутствии воды. Диэлектрическая жидкость CCl_4 создает в ядре сжатия промежуточное значение электрического сопротивления. Приведенные в табл. 3 данные, характеризующие изменение A_p , подтверждают наличие указанной зависимости между работой разрушения и электрическим сопротивлением используемой жидкости.

Из табл. 3 следует, что снижение на 34,0% работы вдавливания A индентора в присутствии четыреххлористого углерода по сравнению с величиной A , зафиксированной при вдавливании индентора в воздухе, обеспечивается в большей степени снижением работы сил трения на неупругом участке, чем снижением работы разрушения A_p : если $A_{тн}$ уменьшилась на 52,1%, то A_p – всего на 19,9%. Иное действие оказала вода: снижение работы вдавливания A на 68,9% обеспечено как снижением работы сил трения на неупругом участке на 83,5%, так и снижением величины A_p на 75,4%.

Для дополнительного снижения твердости горных пород в лабораторных исследованиях необходимо вносить в жидкость, в присутствии которой происходит вдавливание индентора в образец горной породы, химическое соединение, одновременно снижающее электрическое сопротивление возникающего раствора и трение между разрушаемыми минералами.

Для того, чтобы проверить справедливость этого вывода мы провели следующее исследование. Конический индентор с плоским основанием вдавливался в образцы песчаника в присутствии этилового спирта и этилового раствора соли KJ . Начальное электрическое сопротивление R спирта равно $5,15 \cdot 10^3$ Ом. Измерение электрического сопротивления спирта производилось при комнатной температуре при помощи моста переменного тока Р-577 на частоте 1000 Гц.

При вдавливании индентора в песчаник с пористостью 8,95% использовался этиловый спирт, в который было добавлено незначительное количество соли KJ , которая хорошо растворяется в этиловом спирте [11]. Электрическое сопротивление возникшего спиртового раствора соли не измерялось. Добавление соли обеспечивало снижение электрического сопротивления спиртового раствора. Этот спиртовый раствор соли получил название «солёный» спирт.

При вдавливании индентора в песчаник с пористостью 6,0% использовался насыщенный спиртовый раствор соли KJ («насыщенный» спирт). Электрическое

сопротивление полученного раствора ($1,06 \cdot 10^2$ Ом) существенно меньше начального значения электрического сопротивления спирта. Результаты этих исследований приведены в таблицах 4, 5.

Обращает на себя внимание следующий результат: разупрочняющее действие «соленого» спирта превосходит действие «насыщенного» спирта. В самом деле, твердость песчаника в присутствии «насыщенного» спирта уменьшилась всего на 4,5% от значения твердости, измеренного в присутствии спирта (величины твердости в этих двух случаях измерения с доверительной вероятностью 0,95 различаются не случайно), а в присутствии «соленого» спирта – на 20,5%. Мы полагаем, что различное снижение твердости образцов песчаника определило различное снижение работы сил внутреннего трения при вдавливании индентора. На нелинейном участке вдавливания при использовании «насыщенного» спирта и «соленого» спирта величины $A_{тн}$ существенно отличаются: на 28,3% уменьшилась работа сил трения при использовании «насыщенного» спирта и на 64,2% – при применении «соленого» спирта. На упругом участке наблюдается такая же закономерность: на большую величину (22,1%) уменьшилась работа сил трения в присутствии «соленого» спирта и всего на 6,7% – в присутствии «насыщенного» спирта.

Но при этом изменение работы A_p разрушения происходило вполне закономерно: большее её снижение произошло в присутствии «насыщенного» спирта, обладавшего меньшим электрическим сопротивлением: 47,2% против 38,5% (действие эффекта П.А. Ребиндера) [10], но это не определило большего снижения твердости песчаника с пористостью 6%.

Меньшее снижение величины внутреннего трения в ядре сжатия при использовании «насыщенного» спирта определило и меньшее снижение суммарной работы A , совершенной при вдавливании индентора. Работа деформирования A при вдавливании индентора в образцы песчаника с пористостью 6% снизилась на 33,2%, а при вдавливании в образцы песчаника с пористостью 8,95% – на 43,6%. Вполне естественно это связать с незначительным (19,6%) снижением работы A_t сил трения при вдавливании индентора в песчаник пористостью 6% по сравнению с изменением работы сил трения при вдавливании индентора в песчаник с пористостью 8,95% (53,9%).

Величина условного коэффициента пластичности горных пород K несет информацию о соотношении работы разрушения и работы трения A_p/A_t . Говорить о закономерностях изменения K преждевременно: если изменение A_p вполне понятно при испытании в лабораторных условиях, то о влиянии различных жидкостей и растворов на изменение величины A_t при вдавливании индентора информации пока нет. Приведенные в табл. 3 значения K показывают, что рост K при использовании CCl_4 связан со снижением A_t . Закономерности изменения K при вдавливании индентора в различных внешних условиях напоминают «закономерности» изменения удельной объемной энергии разрушения $A_v = A/V$ при вдавливании индентора в образцы горных пород в присутствии различных жидкостей: уменьшение числителя и знаменателя обеспечивает малую изменчивость частного, т.е. делает величину A_v не информативной.

Для снижения твердости горной породы необходимо, чтобы жидкость (раствор), в присутствии которой происходит вдавливание индентора, содействовала измельчению минералов под пятном контакта и создавала на

Таблица 4. Влияние этилового спирта и «соленого» этилового спирта на изменение механических свойств песчаника пористостью 8,95 %.

Песчаник, 8,95%	$A_{TY} \cdot 10^2$, Н·м	P , МПа	$A_{нд} \cdot 10^2$, Н·м	$A_{тн} \cdot 10^2$, Н·м	$A_T \cdot 10^2$, Н·м	$A_p \cdot 10^2$, Н·м	$A \cdot 10^2$, Н·м	$P_{ш}$, МПа	K
C ₂ H ₅ OH	3,4	435	38,2	10,5	13,9	27,7	41,6	905	2,99
«Соленый» спирт	2,65	433	20,8	3,76	6,41	17,04	23,45	720	3,66
Снижение, %	22,1	-	46	64,2	53,9	38,5	43,6	20,5	+

Таблица 5. Влияние этилового спирта и «насыщенного» этилового спирта на изменение механических свойств песчаника пористостью 6,0%.

Песчаник, 6%	$A_{TY} \cdot 10^2$, Н·м	P , МПа	$A_{нд} \cdot 10^2$, Н·м	$A_{тн} \cdot 10^2$, Н·м	$A_T \cdot 10^2$, Н·м	$A_p \cdot 10^2$, Н·м	$A \cdot 10^2$, Н·м	$P_{ш}$, МПа	K
C ₂ H ₅ OH	3,4	435	38,2	10,5	13,9	27,7	41,6	905	2,99
«Насыщенный» спирт	2,65	433	20,8	3,76	6,41	17,04	23,45	720	3,66
Снижение, %	22,1	-	46	64,2	53,9	38,5	43,6	20,5	+

адгезионных и когезионных границах слои, обеспечивающие снижение трения между возникающими продуктами разрушения.

При разрушении горной породы на забое скважины возможность искусственного изменения электропроводности жидкой среды, в присутствии которой происходит разрушение горной породы, ограничена. Это связано, во-первых, с тем, что естественная влага, находящаяся в разрушаемой горной породе, всегда минерализована и является высокопроводящим водным раствором. И, во-вторых, фильтрат бурового раствора также обладает большой электропроводностью вследствие введения в дисперсионную среду (которой чаще всего является вода) ионогенных химических соединений для возможности выполнения буровым раствором своих различных функций. Большая концентрация ионогенных соединений в естественной влаге горных пород и в дисперсионной среде бурового раствора делает бессмысленным введение в буровой раствор ионогенных химических соединений для снижения твердости горных пород [10]. В этом случае добиться дополнительного уменьшения твердости горных пород и роста механической скорости бурения можно введением в буровой раствор соединений, снижающих величину зернограницного трения.

Выводы

1. Переход от напряженного состояния, инициирующего развитие в нагружаемом образце твёрдого тела только трещины нормального отрыва (при расщеплении кристалла слюды, например), к напряженному состоянию, вызывающему в образце рост трещин сдвига (при одноосном, трехосном сжатии образцов горных пород), расширяет возможности жидкости влиять на развитие разрушения. В изменении агрегатной твёрдости горных пород, определяемой методом вдавливания индентора в поверхность образца горной породы, активно участвуют меняющиеся силы внутреннего трения в ядре сжатия, возникающего под пятном контакта.

2. Вода обеспечивает снижение агрегатной твердости горных пород до минимальных величин в лабораторных условиях проведения эксперимента не только вследствие того, что создает высокопроводящие растворы, обеспечивающие уменьшение энергоёмкости разрушения горной породы под пятном контакта, но и вследствие того, что некоторые из этих растворов обеспечивают существенное снижение коэффициента трения на адгезионных и когезионных границах в ядре сжатия, т.е. уменьшают работу сил трения. Такое снижение твердости горных пород и связанное с этим увеличение механической скорости бурения не имеет к эффекту П.А. Ребиндера никакого отношения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов; – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
2. Садиленко К.М. Влияние жидких сред на механические свойства горных пород // Механические и абра-

зивные свойства горных пород. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – с. 89-98.

3. Шрейнер Л.А., Садиленко К.М. Влияние жидкостей на деформирование и разрушение породы при вдавливании штампа // Механические свойства горных

пород при вдавливании и их практическое использование. – М.: ВНИИОЭНГ, 1966. – с. 54-57.

4. Шрейнер Л.А., Петрова О.П., Якушев В.П. и др. Механические и абразивные свойства горных пород – М.: Гостехиздат, 1958. – 202 с.

5. Евсеев В.Д. Реализация задержанного разрушения горных пород при вдавливании индентора и стимулирование его жидкостью // Известия Томского политехнического университета. – Томск: - 2011. – т. 318, №1. – с. 78-82.

6. Эйгелес Р.М. Разрушение горных пород при бурении. – М.: Недра, 1971. – 232 с.

7. Ревнивцев В.И., Гапонов Г.П., Зарогатский Л.П. и др. Селективное разрушение минералов. – М.: Недра, 1988. – 286 с.

8. Филимонов Н.М., Вдовин В.К., Мавлютов М.Р. Механизм разрушения и псевдопластические свойства горных пород при статическом вдавливании штампа // Нефть и газ. – М.: – 1969. - №5. – с. 25-27.

9. Евсеев В.Д., Епихин А.В. Возможности снижения агрегатной твердости горных пород // Инженер-нефтяник. М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», - 2012. - №3. – с. 24-29.

10. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород // Нефтяное хозяйство. – М.: ОАО «НК «Роснефть», – 2011. - № 11. – с. 36–38.

11. Справочник химика. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Гостехиздат, 1986. – т. 3. – 1008 с.

УДК 622.245.422

Реологические свойства тампонажных растворов со стеклянными микросферами

А.В. Пахарев – ассистент, кафедра бурения
(ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский
Томский политехнический университет»)

В работах [1, 2, 3, 4] был проведён подробный анализ геологических условий нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области. Авторы работ [1, 2, 3] считают, что одним из лучших способов обеспечения надёжной эксплуатации скважин является использование облегчённых тампонажных растворов с полыми стеклянными микросферами. Такими тампонажными растворами на нефтегазоконденсатных месторождениях Севера Тюменской области, нефтяных месторождениях Нижней Волги и шельфа Каспийского моря зацементировано более 100 скважин.

Актуальной проблемой является разработка тампонажного раствора с полыми стеклянными микросферами, которые будут иметь среднюю плотность от 1300 до 1700 кг/м³, однородность и стабильность при прокачивании раствора в процессе цементирования обсадной колонны, а также требуемые прочностные свойства. В данной статье представлены результаты исследований реологических свойств тампонажного раствора с полыми стеклянными микросферами во времени.

Известно, что при цементировании скважины от реологических свойств тампонажного раствора зависит качество работ [5, 6, 7]. Требуемая реология тампонажного раствора даёт возможность значительно улучшить качество цементирования обсадных колонн. Для выяснения технологических свойств тампонажных раство-

ров с ПСМС (полые стеклянные микросферы) и АПСМС (аппретированные полые стеклянные микросферы) были проведены их реологические исследования. Были изучены и определены пластическая прочность и напряжение сдвига во времени у тампонажных составов с полыми стеклянными микросферами, а также у тампонажного раствора на основе чистого портландцемента (ПЦТ). Испытания проводились при атмосферном давлении и температуре (20±2) °С. Результаты приводятся на рис. 1-4.

На рис. 1-4 видно, что у всех составов через 15-20 минут уже можно определять пластическую прочность и напряжение сдвига. Тампонажный раствор, состоящий из 100% ПЦТ, быстрее набирает прочность. Из графиков следует, что составы с микросферами имеют более низкие значения пластической прочности и напряжение сдвига более длительное время.

Г.А. Белоусов, Д.В. Орешкин, К.И. Кириллов и др. в работах [5-9] установили, что для предупреждения поглощения тампонажный раствор должен иметь пластическую прочность более 4·10⁻³ МПа. Тампонажный раствор, по мнению указанных авторов, обладает прокачиваемостью при пластической прочности до 15·10⁻³ МПа.

А.И. Булатов, Ю.М. Басарыгин, П.С. Чубик, Г.А. Белоусов, В.Ф. Янкевич, С.И. Панычев, Д.В. Орешкин и др. в работах [1, 5-10] установили, что для закачки цементного раствора при креплении кондуктора, промежуточной

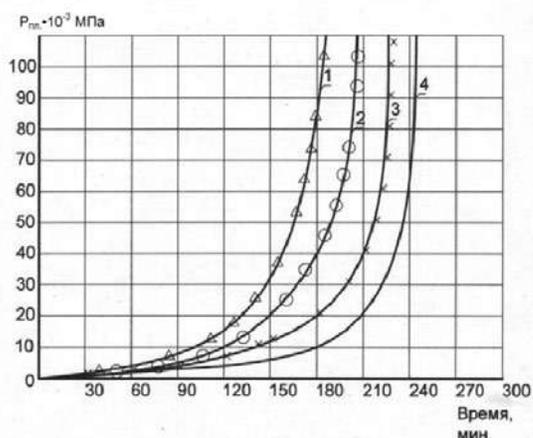


Рис. 1. Пластическая прочность тампонажных растворов составов:

- 1 - 100 ПЦТ;
- 2 - 100 ПЦТ+2,5 ПСМС;
- 3 - 100 ПЦТ+5 ПСМС;
- 4 - 100 ПЦТ+7,5 ПСМС.

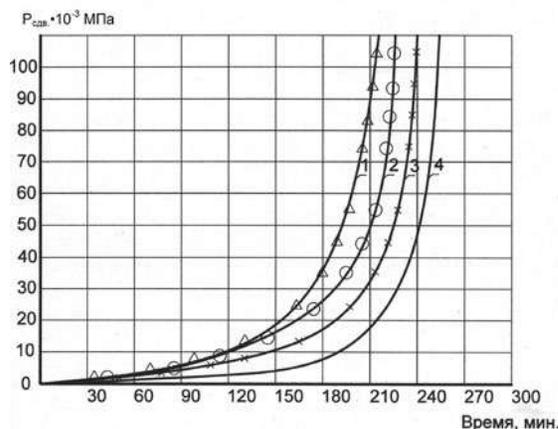


Рис. 2. Напряжение сдвига тампонажных растворов составов:

- 1 - 100 ПЦТ;
- 2 - 100 ПЦТ+2,5 ПСМС;
- 3 - 100 ПЦТ+5 ПСМС;
- 4 - 100 ПЦТ+7,5 ПСМС.

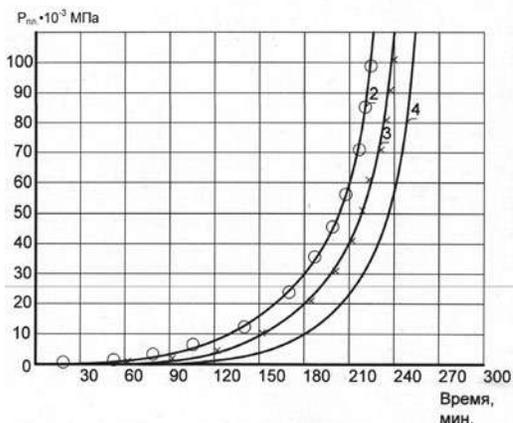


Рис. 3. Пластическая прочность тампонажных растворов составов:

- 2 - 2,5 АПСМС; 100 ПЦТ;
- 3 - 5 АПСМС; 100 ПЦТ;
- 4 - 7,5 АПСМС; 100 ПЦТ.

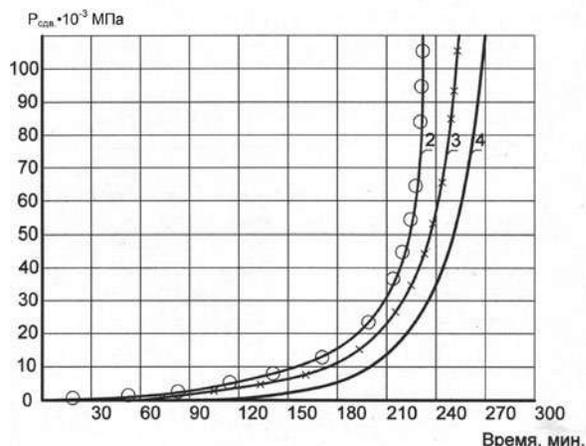


Рис. 4. Напряжение сдвига тампонажных растворов составов:

- 2 - 2,5 АПСМС; 100 ПЦТ;
- 3 - 5 АПСМС; 100 ПЦТ;
- 4 - 7,5 АПСМС; 100 ПЦТ.

и рабочей колонны глубиной от 500 до 3000 метров по вертикали необходимо от 1 до 3-х часов. Следовательно, учитывая это обстоятельство, таким критериям соответствуют тампонажные растворы с 7,5% ПСМС или АПСМС. При использовании замедлителей схватывания, например НТФ, все составы с полыми стеклянными микросферами соответствуют требованиям по реологическим свойствам.

Анализ графиков на рис. 1-4 говорит о том, что все составы длительное время сохраняют низкие реологические свойства. Это даёт возможность прокачивать тампонажный раствор в течение необходимого времени. Затем происходит быстрый набор пластической прочности и напряжения сдвига.

Для практических целей большое значение имеет уверенность в том, что закачиваемый тампонажный раствор будет обладать прокачиваемостью в течение необходимого времени.

При анализе реологических свойств тампонажного раствора в атмосферных условиях и при темпера-

туре $(20 \pm 2) \text{ }^\circ\text{C}$ (рис. 1-4, табл. 1) были определены прокачиваемость и сроки схватывания. Время прокачиваемости определялось, как уже отмечалось, при пластической прочности $15 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}$ [5-10]. При расходе, например, 2,5% ПСМС напряжение сдвига было $14 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}$ при прокачиваемости (2 часа 15 мин.). При расходе, например, 2,5% АПСМС напряжение сдвига было $9 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}$ при прокачиваемости 2 часа 30 мин. Результаты приведены в табл. 1 и 2.

Сроки схватывания были определены на приборе Вика.

Таким образом, впервые получены данные пластической прочности и напряжения сдвига для тампонажных растворов с аппретированными и обычными полыми стеклянными микросферами при их расходе 2,5; 5 и 7,5% от массы ПЦТ. Установлено, что реологические показатели тампонажного раствора зависят от количества микросфер. Так, в конце времени прокачиваемости тампонажного раствора при $(20 \pm 2) \text{ }^\circ\text{C}$ и атмосферном

Таблица 1. Пластическая прочность, напряжение сдвига в конце времени прокачиваемости тампонажного раствора при (20 ± 2) °С и атмосферном давлении.

Состав раствора, мас. %	Пластическая прочность, $P_{пл.} \cdot 10^{-3}$ МПа	Напряжение сдвига, $P_{сдв.} \cdot 10^{-3}$ МПа	Прокачиваемость, час-мин.
100 ПЦТ	15	10	2-00
100 ПЦТ; 2,5 ПСМС	15	12,5	2-15
100 ПЦТ; 5 ПСМС	15	12	2-45
100 ПЦТ; 7,5 ПСМС	15	10	3-10
100 ПЦТ; 2,5 АПСМС	15	10	2-25
100 ПЦТ; 5 АПСМС	15	10	2-50
100 ПЦТ; 7,5 АПСМС	15	10	3-20

Таблица 2. Пластическая прочность и напряжение сдвига в начале сроков схватывания тампонажного раствора при (20 ± 2) °С, атмосферном давлении.

Состав раствора, мас. %	Пластическая прочность, $P_{пл.} \cdot 10^{-3}$ МПа	Напряжение сдвига, $P_{сдв.} \cdot 10^{-3}$ МПа	Сроки схватывания, ч-мин.	
			начало	конец
100 ПЦТ	82	36	3-00	3-35
100 ПЦТ; 2,5 ПСМС	40	27	3-05	3-45
100 ПЦТ; 5 ПСМС	21	17	3-10	3-50
100 ПЦТ; 7,5 ПСМС	18	15	3-20	4-00
100 ПЦТ; 2,5 АПСМС	47	25	3-20	4-05
100 ПЦТ; 5 АПСМС	55	35	3-45	4-20
100 ПЦТ; 7,5 АПСМС	55	35	4-00	4-35

давлении (пластическая прочность равна $15 \cdot 10^{-3}$ МПа) напряжение сдвига при этом практически не изменяется (табл. 1) и находится от $10 \cdot 10^{-3}$ МПа до $12,5 \cdot 10^{-3}$ МПа. Причём, у тампонажного раствора на ПЦТ и у раствора ПЦТ с ПСМС или АПСМС (хотя средняя плотность у первого $1,815 \text{ г/см}^3$, а у растворов с микросферами от $1,34$ до $1,62 \text{ г/см}^3$ в зависимости от расхода микросфер, табл. 1). Это связано с шаровидной формой микросфер и их хорошей скользящей способностью. Кривые пластической прочности и напряжения сдвига круто уходят вверх после окончания времени прокачиваемости. Следовательно, тампонажный раствор быстро набирает прочность.

ПСМС и АПСМС являются эффективным облегчающим наполнителем в тампонажные растворы. Тампонажные материалы на их основе могут быть использованы при глубинах скважин до 3000 метров.

Как уже отмечалось в работах [5–10], подобные растворы можно использовать для цементирования нефтяных и газовых скважин в самых сложных горно-геологических условиях. Это обусловлено снижением рисков поглощений тампонажного раствора и созданием плотного облегчённого цементного кольца в затрубном пространстве за счёт микросфер. Они обладают структурирующей, пуццоланической, закупоривающей, скользящей способностью в цементном растворе [5]. Более того, микросферы способны упрочняться в процессе твердения тампонажного раствора, имеют хорошую адгезию с цементным тестом и обсадной трубой. При твердении системы образуются высокопрочные гидросиликаты кальция [5]. Кроме этого, в начале срока схватывания тампонажный раствор с 5 и 7,5% АПСМС обладает напряжением сдвига, равным чистому цементному раствору (табл. 2). Это обстоятельство свидетельствует о достаточной прочности

сцепления со стальной обсадной трубой облегченного тампонажного раствора при существенно более низкой средней плотности.

На основании полученных результатов исследований разработаны и утверждены технические условия, технологический регламент, осуществлено 4 промысловых цементирования. Облегченным тампонажным раствором производилось крепление эксплуатационных колонн в ин-

тервале от забоя до устья (0-2900 м). При этом средняя плотность тампонажного раствора была 1370-1380 кг/м³, температура на забое – 75-80 °С. Использование облегченного тампонажного раствора было осуществлено на Казанском месторождении (скважины № 158/10 и № 170), Болтном месторождении (скважина № 124/1) и на Пинджинском месторождении (скважина № 222/3).

ЛИТЕРАТУРА

1. Чубик П.С., Пахарев А.В., Орешкин Д.В., Беляев К.В. Проблемы качества крепления скважин в Томской области // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, – 2011. – № 7. – с. 35-37.

2. Пахарев А.В., Беляев К.В. Свойства тампонажного камня, сформированного в условиях скважины Томской области // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, – 2012. – № 6. – с. 42-44.

3. Орешкин Д.В., Беляев К.В., Пахарев А.В. Разработка универсального тампонажного раствора для геологических условий Томской области // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, – 2011. – № 10. – с. 42-44.

4. Панычев С.И., Чубик П.С. Актуальность проблемы качества крепления скважин и разобщения пластов при разработке нефтяных и газовых месторождений Томской области /Сб. науч. - практ. конф. «Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил Томской области». – Новосибирск: СНИИГГиМС, – 2004. – с. 235-236.

5. Орешкин Д.В., Фролов А.А., Ипполитов В.В. Проблемы теплоизоляционных тампонажных материалов для

условий многолетних мерзлых пород. – М.: Недра. – 2004. – 232 с.

6. Орешкин Д.В., Беляев К.В., Семёнов В.С. Полюе стеклянные микросферы и прочность цементного камня // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, – 2010, № 11. – с. 45-47.

7. Орешкин Д.В., Беляев К.В., Семёнов В.С. Общая схема получения облегченных и сверхлегких цементных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, – 2010, № 11. – с. 32-33.

8. Орешкин Д.В., Ляпидевская О.Б., Кириллов К.И. Физико-технические свойства сверхлегких тампонажных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, – 2006, № 9. – с. 34–36.

9. Вяжиров В.И., Ипполитов В.В., Орешкин Д.В., Белоусов Г.А., Фролов А.А., Янкевич В.Ф. Облегченные и сверхлегкие тампонажные растворы.- М.: Недра.- 1999.- 180 с.

10. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. В 6 т. – Т. 1. – М.: «Недра», 2000.

УДК 622.245

Повышение эффективности ликвидации геологических осложнений при бурении скважин на газовые гидраты в провинции Цинхай (КНР)

Лю Тяньлэ – аспирант; Н.И. Николаев – доктор техн. наук, профессор
(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Исследования, проведенные в 70-х и 90-х годах прошлого века в России, а затем в Австрии и Норвегии доказали возможность извлечения природного газа из

так называемых газогидратов, запасы углеводородов в которых оценивается от $1,8 \times 10^{14}$ до $7,6 \times 10^{18}$ м³. В настоящее время огромными потенциальными запасами

углеводородов обладают страны, в структуре литосферы которых заметное место занимает криолитозона.

На территории КНР имеется ряд областей, перспективных для поиска и разведки месторождений природных газовых гидратов. Так, в провинции Цинхай (Северо-Запад Китая) путём бурения четырёх поисковых скважин были обнаружены залежи метановых гидратов залегающих на глубинах от 130 до 400 м при температуре пород от $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+2,4\text{ }^{\circ}\text{C}$. Площадь перспективного месторождения (район Мули) составляет около 100 тыс. км².

Основными проблемами бурения скважин на данной площади является льдообразование в цементном тесте при тампонировании неустойчивых горных пород, что приводит к разрушению цементного камня, обвалам и осыпям горных пород в ствол скважины. Указанные проблемы делают актуальными исследования и разработку составов тампонажных растворов, предупреждающих образование льда в процессе крепления скважин.

Цементирование осложнённых интервалов скважин при бурении в неустойчивых породах – наиболее ответственный этап их строительства. Особую важность и значимость тампонажные работы приобретают при бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород (ММП).

Технологией крепления неустойчивых горных пород в условиях отрицательных температур предусмотрена доставка сухой быстротвердеющей смеси (БСС) в осложнённый интервал скважины в специальном герметическом контейнере. При этом БСС предварительно упаковывается в оболочки, изготовленные из поливинилспиртовой плёнки, интенсивно растворяющейся при взаимодействии с водой (рис. 1).

Суть технологической схемы тампонирования заключается в следующем. При возникновении осложнения в скважине (поглощения бурового раствора, осыпи, обвалы и т.д.) в скважину на бурильных трубах спускается контейнер с БСС, который удерживается с помощью специальной самораскрывающейся пробки. При достижении осложнённого интервала в контейнер подаётся вода, которая перемещает поршень из его верхней части в нижнюю, выдавливая при этом пакеты с БСС в ствол скважины. При соединении пакетов с водой происходит их растворение и образование быстротвердеющего тампонажного раствора с водо-цементным соотношением (В/Ц) около 0,5. Перемещением контейнера вниз

производится задавливание образовавшегося раствора в поры и трещины породы, где происходит его быстрое затвердевание.

Для успешной реализации указанной схемы тампонирования разработан состав тампонажной смеси, способной интенсивно затвердевать в условиях отрицательных температур с образованием прочного цементного камня. Из всех минеральных вяжущих веществ, единственными, обладающими экзотермической реакцией твердения, являются высокоалюминатные цементы, поэтому в качестве тампонажного материала при разработке состава БСС был выбран глинозёмистый цемент (ГЦ) марки 400. В качестве ускорителя схватывания в составе БСС использовался полуводной гипс (алебастр) марки Г-6.

Исследованию подвергались следующие составы БСС:

- состав 0: 100% цемента + 0% алебастра;
- состав 1: 90% цемента + 10% алебастра;
- состав 2: 80% цемента + 20% алебастра;
- состав 3: 70% цемента + 30% алебастра;
- состав 4: 60% цемента + 40% алебастра;
- состав 5: 50% цемента + 50% алебастра;
- состав 6: 40% цемента + 60% алебастра.

На рис. 2–4 представлены результаты исследований основных параметров указанных составов БСС при водо-цементных отношениях от 0,4 до 0,6, а именно: растекаемость цементного раствора, начало и конец схватывания цементного теста, прочностные характеристики цементного камня при сжатии и изгибе.

Из рисунков видно, что при температуре $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ наилучшими показателями обладают тампонажные составы 2 и 3 при водо-цементном отношении 0,5.

Как уже отмечалось, диапазон температур ММП в районе месторождения Мули составляет от $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+2,4\text{ }^{\circ}\text{C}$. Кроме того, поскольку сухая тампонажная смесь упаковывается в поливинилспиртовые водорастворимые оболочки, очевидно, что поливинилспирт (ПВС) участвует в процессах гидратации и твердения БСС, т.е. при дальнейших исследованиях необходимо в состав смеси вводить расчётное количество ПВС (0,18–0,2%) от объёма вяжущего вещества.

В этой связи для дальнейших исследований использовались именно указанные составы при температуре проведения экспериментов от $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, результаты которых представлены на рис. 5, при этом в качестве базы сравнения использовались БСС на основе портландцемента (ПЦ).

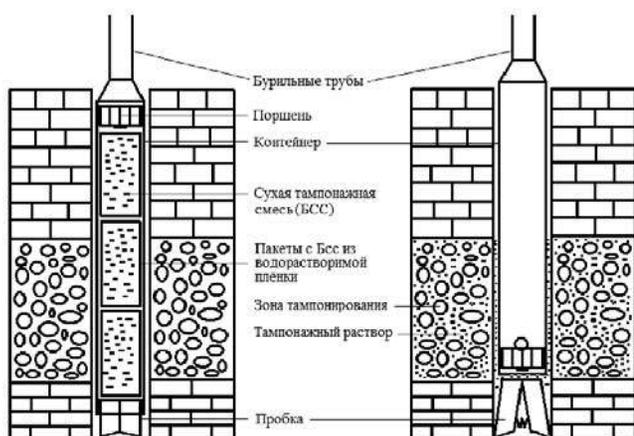


Рис. 1. Схема цементирования скважины в неустойчивых породах пакетированными БСС.

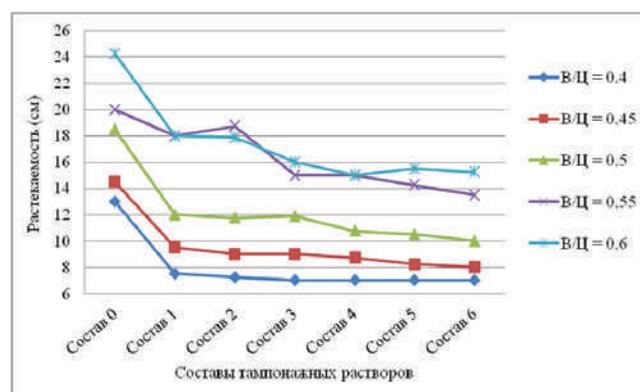
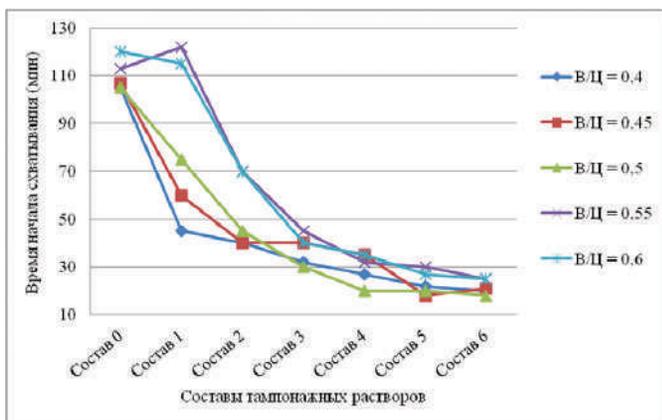
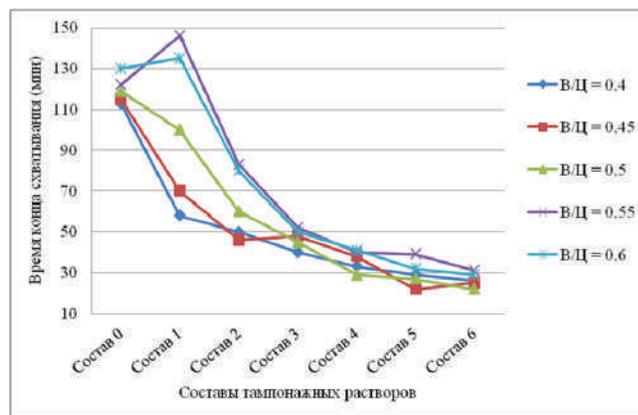


Рис. 2. Зависимость растекаемости тампонажного раствора от водо-цементного отношения.

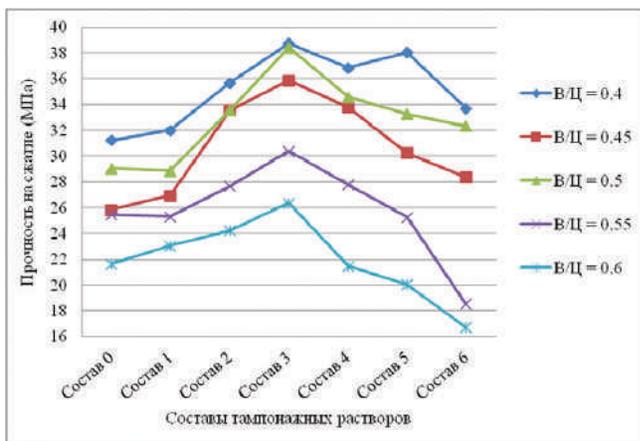


а)

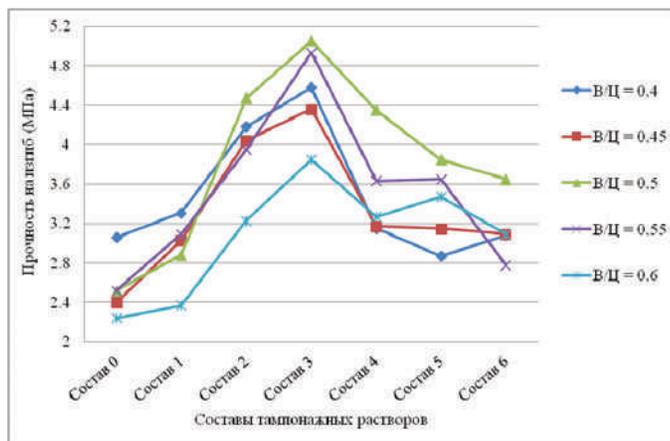


б)

Рис. 3. Зависимость сроков схватывания тампонажного раствора от водо-цементного отношения:
а) прочность при сжатии;
б) прочность при изгибе.

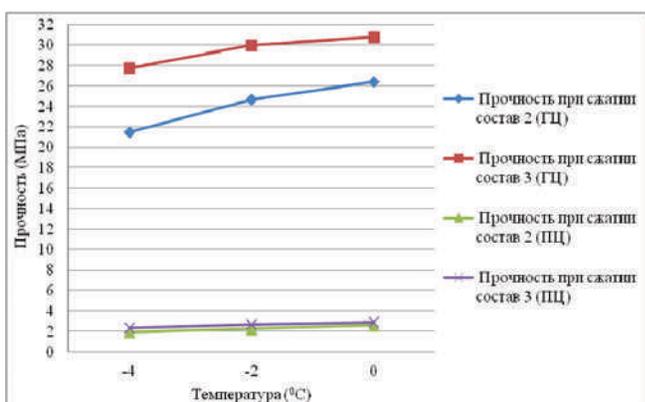


а)

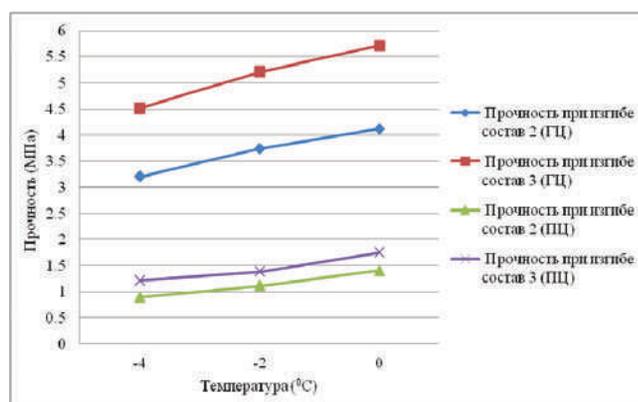


б)

Рис. 4. Зависимость прочности при сжатии и изгибе тампонажного камня от водо-цементного отношения:
а) прочность при сжатии;
б) прочность при изгибе.



а)



б)

Рис. 5. Зависимость прочности при сжатии и изгибе тампонажного камня от температуры:
а) прочность при сжатии;
б) прочность при изгибе.

Как видно из рис. 5 прочность тампонажного камня на сжатие у разработанного состава БСС по сравнению с базовым при $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$ в 10–14 раз выше и в 8–10 раз – при $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$, а при $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ – в 10–11 раз. Соответственно прочность на изгиб больше базовой при $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$ – в 3,5–4 раза и в 3,2–3,7 раза – при $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$, а при $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ – в 3–3,3 раза.

Следует отметить, что введение ПВС в состав БСС практически не отражается на остальных технологических показателях цементного теста и камня.

Полученные результаты физико-механических свойств базовой БСС показывают невозможность использования тампонажных смесей на основе портландцементов в условиях отрицательных температур в связи с льдообразованием в тампонажном материале на стадии гидратации, коагуляции и твердения цементного теста, т.е. замерзания воды затворения.

Таким образом, доказано, что за счёт ускоренного твердения и повышения температуры при экзотермической реакции гидратации разработанной БСС (до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$), её физико-механические свойства вполне достаточны для проведения тампонирования в условиях отрицательных температур.

Для оценки эффективности предложенных технико-технологических решений были проведены исследования

на реальных скважинах в условиях ММП в районе Мули в провинции Цинхай (КНР) при разведке природных газовых гидратов в марте-апреле 2013 года на скважине MLTJ-1302 (DK-06).

Для крепления неустойчивых пород использовалась разработанная тампонажная смесь следующего состава: глинозёмистый цемент (ГЦ) 70%, алебастр 30%. Тампонажный раствор имел короткие сроки схватывания (начало схватывания – 45–50 мин, конец схватывания – 55–65 мин) и хорошие прочностные показатели при сжатии (28–30 МПа после 48 часов) и изгибе (4,6–5,2 МПа после 48 часов) при отрицательной температуре.

Таким образом, результаты опытно-промышленных испытаний свидетельствуют об эффективности предложенного состава тампонажной смеси для бурения на природные газовые гидраты в условиях многолетнемёрзлых пород в провинции Цинхай (КНР). Буровой раствор и тампонажную смесь можно рекомендовать для дальнейшего использования при строительстве скважин на указанном месторождении.

Расчеты экономической эффективности от использования разработанной тампонажной смеси и технологии её применения показали снижение себестоимости тампонажных работ с 1911 руб/м до 186,5 руб/м, т.е. более чем в 10 раз.

УДК 622.243.24

Математическая модель электромагнитного канала связи забойной телеметрической системы

А.И. Архипов – ассистент, аспирант
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин осуществляется с использованием забойных телеметрических систем (ЗТС) с электромагнитным каналом связи (ЭМКС). Работы по созданию ЗТС с ЭМКС начались в 50–60-х годах прошлого века. Приоритет принадлежит отечественной инженерной науке. За рубежом разрабатывались ЗТС с гидравлическим каналом связи. К преимуществам ЭМКС по сравнению с гидравлическим каналом связи можно отнести большую скорость передачи информации и менее жесткие требования к качеству промывочной жидкости и работе буровых насосов. Недостатки ЗТС с ЭМКС (затухание сигнала по мере увеличения глубины скважины, слабая помехозащищенность, плохая работа в низкоомных горных породах) ограничивают диапазон применения таких телесистем и

обусловлены недостаточной глубиной теоретических исследований работы ЭМКС. Поэтому создание основанной на фундаментальных законах электромагнитных явлений математической модели ЭМКС является важной инженерной и научно-исследовательской задачей.

Анализ граничных условий применения, энергоэффективности, скорости передачи данных и других параметров ЭМКС позволят снизить экономические затраты при строительстве нефтяных и газовых скважин за счет уменьшения количества спуско-подъемных операций и незапланированных простоев, повышения информативности геофизических исследований в процессе бурения.

Известные математические модели описывают распространение сигнала ЗТС с ЭМКС либо только в вертикальных скважинах, либо не учитывают диаметры скважины

и колонны бурильных труб [1, 2]. Подробный анализ электромагнитных явлений в массиве горных пород также рассмотрен в геофизике. Но эти исследования касаются методов изучения литологического разреза, имеющих ограничения по разрешающей способности для выделения пластов горных пород различной мощности. Вследствие чего они не могут быть напрямую применены к рассматриваемой задаче.

Весклер В.И., Поддерегин Ю.Б., Kuckes A.F. занимались изучением, созданием и промышленным внедрением систем электромагнитного наведения специальных скважин на ствол аварийной скважины с находящейся в ней металлическими трубами [3, 4]. Однако их работы не касаются изучения такого источника электромагнитного излучения, как диполь ЗТС с ЭМКС.

Таким образом, не существует математической модели ЭМКС, позволяющей численно рассчитывать дальность распространения сигнала с учетом всех геометрических, электрических и магнитных параметров горно-геологической формации, самой скважины и ЗТС. Это объясняется также тем, что большинство исследований на эту тему проводились до 1990-х годов, когда вычислительные мощности не позволяли одновременно учитывать влияние всех факторов.

Задача расчета электромагнитных полей, создаваемых различными источниками в пространстве, в общем случае сводится к решению системы уравнений Максвелла, с учетом граничных условий для электромагнитных полей на границе раздела двух сред. В ряде простых случаев уравнения Максвелла могут быть решены аналитически. В случае произвольных анизотропных сред или распределения неоднородностей в пространстве (обсадные и бурильные колонны в скважинах), а также неточечного источника излучения (диполя скважинного модуля ЗТС) расчет электромагнитных полей не может быть произведен аналитически, и требуется численное моделирование.

Численные методы, такие как конечно-разностный метод, метод конечных элементов, требуют разбиения пространства на сетку моделирования с малыми размерами ячеек и расчета электромагнитного поля в каждой ячейке. Для точности и устойчивости численных методов размер ячейки должен быть намного меньше минимального геометрического размера системы или длины волны исследуемого излучения. В случае расчета излучения диполя скважинного модуля телесистемы (СМЗТС) применение стандартных численных схем приведет к очень большому объёму вычислений. Поэтому для сокращения объёма вычислений необходимо использовать численные методы, в которых идет разбиение на сетку моделирования только в области неоднородностей. Таким методом является метод интегральных уравнений.

Рассмотрим уравнения Максвелла для источника электромагнитного излучения:

$$\begin{cases} \text{rot}\vec{H} = \sigma\vec{E} + \vec{j}_{cm} \\ \text{rot}\vec{E} = -i\omega\mu\vec{H} \end{cases}, \quad (1)$$

здесь \vec{E} – вектор напряженности электрического поля источника (СМЗТС);
 \vec{H} – вектор напряженности магнитного поля источника (СМЗТС);

\vec{j}_{cm} – плотность стороннего тока, создаваемого СМЗТС;

σ и μ – удельные электрическая проводимость и магнитная проницаемость всей системы;

ω – циклическая частота излучения сигнала СМЗТС;

i – мнимая единица.

Система дифференциальных уравнений (1) не имеет аналитического решения, т.к. σ и μ зависят от координат и не являются константами. В то же время большую часть системы составляют горные породы, для которых система уравнений Максвелла может быть решена аналитически. Это обусловлено тем, что массив горных пород можно принять за однородную анизотропную среду, так как размер неоднородностей ($\sim 10^1-10^2$ м) намного меньше длины волны излучения СМЗТС ($\sim 10^5-10^6$ м).

Запишем систему уравнений Максвелла для массива горных пород с введением мнимого источника излучения в следующем виде:

$$\begin{cases} \text{rot}\vec{H}^* = \sigma_0\vec{E}^* + \vec{j}_{cm}^* \\ \text{rot}\vec{E}^* = -i\omega\mu_0\vec{H}^* + \vec{B}_{cm}^* \end{cases}, \quad (2)$$

здесь \vec{E}^* – вектор напряженности электрического поля мнимого источника;

\vec{H}^* – вектор напряженности магнитного поля мнимого источника;

$\vec{j}_{cm}^* = I_0\delta(x-x')\delta(y-y')\delta(z-z')\vec{a}$ – плотность электрического тока стороннего источника электрического тока,

$\vec{B}_{cm}^* = B_0\delta(x-x')\delta(y-y')\delta(z-z')\vec{b}$ – скорость изменения магнитной индукции, порождаемой сторонним источником,

где I_0 – амплитуда плотности тока точечного источника

($[I_0] = \frac{A}{M^2}$), B_0 – амплитуда скорости изменения магнитной индукции, порождаемой сторонним источником

($[B_0] = \frac{B}{M^2}$), а \vec{a} и \vec{b} – безразмерные векторы, отвечающие за направленность излучения,

σ_0 и μ_0 – представленные в тензорном виде удельные электрическая проводимость и магнитная проницаемость горной породы соответственно.

Аналитическое решение системы (2) находится в виде функции Грина. Функция Грина сама по себе не имеет физического смысла, но позволяет рассчитать реакцию среды на любой заданный сигнал.

Решение для напряженности электрического поля находится в следующем виде:

$$\vec{E}' = \begin{vmatrix} a_x & a_y & a_z \end{vmatrix} \cdot \left(G \left(\frac{1}{\sigma_0} \frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) - \frac{1}{\sigma_0} \hat{I} \delta(R) \right) + \begin{vmatrix} b_x & b_y & b_z \end{vmatrix} \cdot F \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right), \quad (3)$$

где $\hat{I} = \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$ – единичная матрица,

$R = \sqrt{(x'-x_0)^2 + (y'-y_0)^2 + (z'-z_0)^2}$ – расстояние между точкой наблюдения и точкой мнимого источника,

a_x, a_y, a_z – компоненты вектора \vec{a} ,

b_x, b_y, b_z – компоненты вектора \vec{b} ,

$$G = \begin{vmatrix} \frac{\partial^2}{\partial y^2} - \frac{\partial^2}{\partial z^2} & \frac{\partial^2}{\partial x \partial y} & \frac{\partial^2}{\partial x \partial z} \\ \frac{\partial^2}{\partial x \partial y} & -\frac{\partial^2}{\partial z^2} - \frac{\partial^2}{\partial x^2} & \frac{\partial^2}{\partial y \partial z} \\ \frac{\partial^2}{\partial x \partial z} & \frac{\partial^2}{\partial y \partial z} & -\frac{\partial^2}{\partial x^2} - \frac{\partial^2}{\partial y^2} \end{vmatrix}, \quad F = \begin{vmatrix} 0 & \frac{\partial}{\partial z} & -\frac{\partial}{\partial y} \\ \frac{\partial}{\partial z} & 0 & \frac{\partial}{\partial x} \\ \frac{\partial}{\partial y} & -\frac{\partial}{\partial x} & 0 \end{vmatrix}.$$

Аналогично вычисляются напряженности магнитного поля:

$$\vec{H}' = \begin{vmatrix} a_x & a_y & a_z \end{vmatrix} \cdot F \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) + \begin{vmatrix} b_x & b_y & b_z \end{vmatrix} \cdot \left(G \left(\frac{1}{i\omega\mu_0} \frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) - \frac{1}{i\omega\mu_0} \hat{I} \delta(R) \right), \quad (4)$$

Таким образом (3) и (4) представляют собой функцию Грина. Найдя функцию Грина, можно использовать ее для решения исходной системы уравнений (1) с неоднородностями среды, т.е. бурильными и обсадными колоннами в скважинах. В результате математических преобразований [5] получим выражения для напряженностей электрического и магнитного поля диполя ЗТС:

$$\begin{pmatrix} E_x \\ E_y \\ E_z \end{pmatrix} = -\frac{\Delta\sigma(x, y, z)}{\sigma_0} \begin{pmatrix} E_x \\ E_y \\ E_z \end{pmatrix} - \frac{\vec{j}_{cm}(x, y, z)}{\sigma_0} + \int_{V_\sigma} G \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) \frac{\Delta\sigma}{\sigma_0} \vec{E} dV + \\ + i\omega \int_{V_\mu} F \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) \Delta\mu \vec{H} dV + \int_{V_{\sigma\mu}} G \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) \frac{j_{cm}}{\sigma_0} dV$$

где $\Delta\sigma = \sigma - \sigma_0^T$ и $\Delta\mu = \mu_0^T - \mu$ – избыточные электропроводность и магнитная проницаемость соответственно,

V_σ – объем избыточной электропроводности,

V_μ – объем избыточной магнитной проницаемости,

$V_{\sigma\mu}$ – суммарный объем избыточной электропроводности и избыточной магнитной проницаемостей.

$$\begin{pmatrix} H_x \\ H_y \\ H_z \end{pmatrix} = \int_{V_\sigma} F \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) \Delta\sigma \vec{E} dV + \int_{V_\mu} G \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) \frac{\Delta\mu}{\mu_0} \vec{H} dV + \int_{\sigma\mu} F \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) j_{cm} dV - \frac{\Delta\mu(x, y, z)}{\mu_0} \begin{pmatrix} H_x \\ H_y \\ H_z \end{pmatrix} \quad (6)$$

Уравнения (5) и (6) позволяют рассчитать электромагнитные поля, создаваемые произвольным распределением токов СМЗТС и произвольным размещением скважин в массиве горных пород.

Далее разбиваем пространство, занимаемое неоднородностями среды (бурильными и обсадными колоннами в скважинах) на N малых объемов, и решение системы (5), (6) сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений:

$$\begin{pmatrix} 1 - \frac{\Delta\sigma_{a,b,c}}{\sigma_0} + \frac{j_{cma,b,c}}{E_0\sigma_0} & 0 \\ 0 & 1 + \frac{\Delta\mu_{a,b,c}}{\mu_0} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} E_{a,b,c} \\ H_{a,b,c} \end{pmatrix} = \sum_{a'=1}^A \sum_{b'=1}^B \sum_{c'=1}^C \begin{pmatrix} \tilde{G}_{a',b',c'} \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) \frac{\Delta\sigma_{a',b',c'}}{\sigma_0} & \tilde{F}_{a',b',c'} \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) i\omega\Delta\mu_{a',b',c'} \\ \tilde{F}_{a',b',c'} \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) \Delta\sigma_{a',b',c'} & \tilde{G}_{a',b',c'} \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) \frac{\Delta\mu_{a',b',c'}}{\mu_0} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} E_{a,b,c} \\ H_{a,b,c} \end{pmatrix} + \sum_{a'=1}^A \sum_{b'=1}^B \sum_{c'=1}^C \begin{pmatrix} \frac{1}{\sigma_0} \tilde{G}_{a',b',c'} \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) \\ \tilde{F}_{a',b',c'} \left(\frac{e^{kR}}{4\pi R} \right) \end{pmatrix} j_{cma',b',c'}, \quad (7)$$

где a, b, c и a', b', c' – это номера узлов сетки моделирования,

A, B, C – число узлов по координатам трехмерной сетки моделирования,

E_0 – амплитуда напряженности электрического поля, создаваемого диполем СМЗТС,

$$\tilde{G} = \begin{pmatrix} -\frac{\partial \tilde{R}}{\partial y} \Big|_{x_a; y_b; z_c}^{x_{a+1}; y_{b+1}; z_c} \Delta x \Delta z - \frac{\partial \tilde{R}}{\partial z} \Big|_{x_a; y_b; z_c}^{x_a; y_b; z_{c+1}} \Delta x \Delta y & \tilde{R} \Big|_{x_{a+1}; y_{b+1}; z_c}^{x_a; y_{b+1}; z_c} \Delta z - \tilde{R} \Big|_{x_a; y_b; z_c}^{x_a; y_b; z_c} \Delta z & \tilde{R} \Big|_{x_{a+1}; y_b; z_{c+1}}^{x_a; y_b; z_{c+1}} \Delta y - \tilde{R} \Big|_{x_a; y_b; z_c}^{x_a; y_b; z_c} \Delta y \\ \tilde{R} \Big|_{x_{a+1}; y_{b+1}; z_c}^{x_a; y_{b+1}; z_c} \Delta z - \tilde{R} \Big|_{x_a; y_b; z_c}^{x_a; y_b; z_c} \Delta z & -\frac{\partial \tilde{R}}{\partial z} \Big|_{x_a; y_b; z_c}^{x_a; y_b; z_{c+1}} \Delta x \Delta y - \frac{\partial \tilde{R}}{\partial x} \Big|_{x_a; y_b; z_c}^{x_{a+1}; y_b; z_c} \Delta y \Delta z & \tilde{R} \Big|_{x_a; y_{b+1}; z_{c+1}}^{x_a; y_{b+1}; z_{c+1}} \Delta x - \tilde{R} \Big|_{x_a; y_b; z_c}^{x_a; y_b; z_c} \Delta x \\ \tilde{R} \Big|_{x_{a+1}; y_b; z_{c+1}}^{x_a; y_b; z_{c+1}} \Delta y - \tilde{R} \Big|_{x_a; y_b; z_c}^{x_a; y_b; z_c} \Delta y & \tilde{R} \Big|_{x_a; y_{b+1}; z_{c+1}}^{x_a; y_{b+1}; z_{c+1}} \Delta x - \tilde{R} \Big|_{x_a; y_b; z_c}^{x_a; y_b; z_c} \Delta x & -\frac{\partial \tilde{R}}{\partial x} \Big|_{x_a; y_b; z_c}^{x_{a+1}; y_b; z_c} \Delta y \Delta z - \frac{\partial \tilde{R}}{\partial y} \Big|_{x_a; y_b; z_c}^{x_a; y_{b+1}; z_c} \Delta x \Delta z \end{pmatrix},$$

$$\tilde{F} = \begin{pmatrix} 0 & \tilde{R} \Big|_{x_a; y_b; z_{c+1}}^{x_a; y_b; z_{c+1}} \Delta x \Delta y & -\tilde{R} \Big|_{x_a; y_{b+1}; z_c}^{x_a; y_{b+1}; z_c} \Delta x \Delta z \\ -\tilde{R} \Big|_{x_a; y_b; z_{c+1}}^{x_a; y_b; z_{c+1}} \Delta x \Delta y & 0 & \tilde{R} \Big|_{x_{a+1}; y_b; z_c}^{x_{a+1}; y_b; z_c} \Delta y \Delta z \\ \tilde{R} \Big|_{x_a; y_b; z_c}^{x_a; y_b; z_c} \Delta x \Delta z & -\tilde{R} \Big|_{x_{a+1}; y_b; z_c}^{x_{a+1}; y_b; z_c} \Delta y \Delta z & 0 \end{pmatrix},$$

$$\tilde{R} = \frac{e^{kR}}{4\pi R}.$$

Расчет распределения электрического потенциала и напряженности электрического поля СМЗТС проводился на примере скважины 1384Г куста 62 Повховского месторождения (рис. 1) для однородного геологического разреза.

Из рис. 1 видно, что амплитуда сигнала максимальна в области СМЗТС и уменьшается по мере удаления от источника. Кроме того видно, что большая часть сигнала затухает при распространении вдоль колонны буровых труб.

Проведенное моделирование позволяет численно рассчитывать значения амплитуды сигнала СМЗТС с ЭМКС в любой

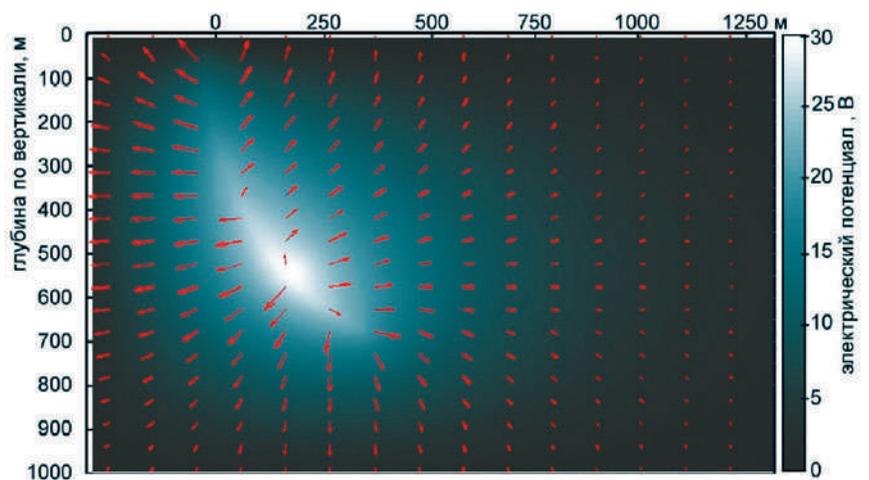


Рис. 1. Распределение электрического потенциала и электрического поля СМЗТС для вертикальной проекции скважины.

точке пространства. При необходимости можно моделировать неоднородный геологический разрез и задавать любые геометрические и электрические характеристики системы. Показано, что достаточно существенная часть сигнала СМЗТС распространяется по колонне бурильных труб, что подтверждается практикой бурения скважин с

ЗТС. Созданная математическая модель позволяет проанализировать влияние различных факторов на прием сигнала СМЗТС и дать рекомендации по изменению конструкции и электрических характеристик аппаратуры ЗТС, оптимизировать установку приемной антенны ЗТС в точке максимальной амплитуды сигнала на поверхности земли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Молчанов А.А., Абрамов Г.С. Бескабельные измерительные системы для исследований нефтегазовых скважин (теория и практика) / Под общ. Ред. А.А. Молчанова. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 516 с.

2. Геонавигация скважин. Кульчицкий В.В., Григашкин Г.А., Ларионов А.С., Щebetов А.В. М.: МАКС Пресс 2008. – 312 с.

3. Векслер В.И. Теоретические основы электромагнитного метода наведения наклонных скважин. Геофи-

зические методы разведки, труды ЦНИГРИ, выпуск 89, М.: 1970, – 218 с.

4. Kuckes A.F. Apparatus for locating an elongated conductive body by electromagnetic measurement while drilling. US Patent № 4933640.

5. Александров П.Н. Объемные интегральные уравнения для бианизотропных сред. Недра Поволжья и Прикаспия, НВНИИГГ, вып. 75, Саратов: 2013, – 80 с.

УДК 622.24

О модели качества законченной строительством скважины

А.С. Повалихин – доктор техн. наук;
В.В. Коваленко – генеральный директор
(ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз»)
В.Ю. Близиюков – доктор техн. наук

Скважина включает систему обсадных колонн, установленную в стволе, пробуренном в массиве горных пород, и её качество характеризуется большим количеством показателей. Например, в методике оценки качества скважин, разработанной институтом «ТатНИПИнефть», применяется более двух десятков показателей качества строительства скважины, характеризующих как процесс бурения, так и законченную строительством скважину [1].

При подрядном способе строительства скважин нефтегазодобывающую компанию, являющуюся заказчиком, процесс бурения скважины интересует только в части её стоимости и срока строительства. Для заказчика важен результат строительства – скважина, как элемент технологической схемы эксплуатации нефтяной или газовой залежи. При этом скважина должна обеспечивать:

- эксплуатационную надёжность;
- высокий ресурс работы;
- экологическую безопасность для недр и окружающей среды.

В работе [2] В.И. Балаба предложено принципиальное положение методологии управления качеством в бурении, которое заключается в выделении процесса бурения и законченной строительством скважины, как двух самостоятельных объектов оценки соответствия. Скважина как законченный объект строительства может быть охарактеризована на основе определённой модели, включающей комплекс показателей качества скважины.

Авторами в качестве показателей качества приняты качественные параметры скважины, определяющие качество скважины как элемента системы эксплуатации нефтяного или газового месторождения.

В соответствии с технологической схемой проекта разработки месторождения каждая скважина должна вскрыть продуктивный пласт в области, ограниченной кругом допуска с заданными координатами центра и пересечь продуктивную часть пласта с заданными значениями зенитного угла и азимута. Проводка ствола скважины от устья до точки вскрытия пласта должна быть осуществлена при минимальных отклонениях от

проектного профиля, при выполнении ограничений на траекторию бурения в интервалах установки и работы внутрискважинного эксплуатационного оборудования.

Качество проводки скважины по проектной траектории предлагается оценивать комплексом известных показателей включающим:

- точность выведения ствола в круг допуска;
- точность проводки горизонтального ствола в проектном коридоре допуска;
- точность выполнения проектной траектории бурения;
- выполнение требований по зенитному углу и пространственной интенсивности.

Поскольку сам ствол скважины является основой, другими словами, фундаментом для всей конструкции скважины, то его состояние оказывает существенное влияние на качество скважины в целом.

В работах [3, 4] отмечается, что качество цементирования обсадных колонн в значительной степени определяется геометрией ствола скважины, поскольку в процессе бурения ствол формируется с отклонениями от идеальной формы в виде локальных искривлений, кривизна которых может быть на несколько порядков больше допустимых для траектории значений. В интервалах ствола с локальными искривлениями невозможно обеспечить концентричное расположение обсадной колонны в скважине, так как кривизна ствола не может быть воспроизведена обсадными трубами, изгибающимися в пределах упругой деформации. При этом на участках касания обсадной колонной стенки ствола скважины образуются застойные зоны, разрушить которые за счёт гидродинамического перепада давления буферной жидкости и тампонажного раствора практически невозможно.

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

Исходя из выше сказанного, в комплекс показателей, характеризующих траекторию бурения необходимо добавить показатели качества ствола:

- кавернозность ствола скважины;
- уровень подготовки ствола к проведению ГФР;
- уровень подготовки ствола к спуску обсадных колонн.

К показателям, характеризующим герметичность крепи скважины относятся:

- наличие и величина межколонного давления;
- контакт «цементный камень-обсадная колонна»;
- контакт «цементный камень-горная порода»;
- высота подъёма цементного раствора за обсадной колонной;
- заколонные перетоки при первичном освоении скважины;
- герметичность эксплуатационной колонны.

Таким образом, качество скважины как объекта строительства и последующей эксплуатации можно свести к двум основным комплексным показателям, характеризующим профиль и качество ствола, а также герметичность крепи скважины.

Порядок расчёта единичных и комплексных показателей качества законченной строительством скважины заключается в следующем.

1. Качество проводки ствола скважины

1. Точность выведения ствола скважины в круг допуска.

Показатель K_1 выведения ствола скважины в круг допуска:

$$K_1 = \begin{cases} K_1 = 1,0 & \text{при } R_{\text{ФАКТ}} \leq R_{\text{ПРОЕКТ}} \\ K_1 = 0 & \text{при } R_{\text{ФАКТ}} > R_{\text{ПРОЕКТ}} \end{cases}$$

$R_{\text{ПРОЕКТ}}$ – проектный радиус допуска скважины;

$R_{\text{ФАКТ}}$ – фактический радиус допуска скважины.

2. Точность проводки горизонтального ствола в проектном коридоре допуска определяется комплексным показателем K_2 , которым учитывается точность выполнения проектной траектории горизонтального ствола скважины в вертикальной и горизонтальной плоскости внутри коридора допуска с помощью единичных показателей $K_{2-АЗ}$ и $K_{2-ЗУ}$.

Единичный показатель $K_{2-АЗ}$ проводки горизонтального ствола по азимуту учитывает качество выполнения проектного профиля в пределах установленного допуска по азимуту.

Если ствол скважины находится в проектном коридоре допуска по азимуту, то показатель $K_{2-АЗ} = 1$. При выходе горизонтального ствола из коридора по азимуту более, чем на 10 м единичный показатель $K_{2-АЗ} = 0,8$, а свыше - $K_{2-АЗ} = 0$.

Единичный показатель $K_{2-ЗУ}$ проводки горизонтального ствола по зенитному углу учитывает качество проводки горизонтального ствола в вертикальной плоскости:

$$K_{2-3V} = \begin{cases} K_{2-3V} = 1,0 & \text{при } h_{\text{ФАКТ}} \leq h_1 \text{ или } h_{\text{ФАКТ}} \leq h_2 \\ K_{2-3V} = 0,8 & \text{при } \left[h_1 + 0,8 \cdot (H_B - h_1) \text{ или } h_2 + 0,8 \cdot (H_H - h_2) \right] \geq h_{\text{ФАКТ}} > h_{\text{ПРОЕКТ}} \\ K_{2-3V} = 0 & \text{при } h_{\text{ФАКТ}} > \left[h_1 + 0,8 \cdot (H_B - h_1) \text{ или } h_2 + 0,8 \cdot (H_H - h_2) \right] \end{cases}$$

где h_1, h_2 – проектный допуск коридора по зенитному углу в сторону кровли и подошвы пласта соответственно;
 $h_{\text{ПРОЕКТ}}$ – проектный допуск коридора по зенитному углу;
 $h_{\text{ФАКТ}}$ – фактическое смещение ствола в вертикальной плоскости от проектной траектории;
 H_B – расстояние от проектной траектории до кровли или ГНК продуктивного пласта;
 H_H – расстояние от проектной траектории до подошвы или ВНК продуктивного пласта;
 Обобщённый показатель K_2 определяется как среднеарифметическое единичных показателей:

$$K_2 = \frac{K_{2-А3} + K_{2-3V}}{2}$$

3. Точность выполнения проектной траектории бурения характеризуется показателем K_3 удлинения ствола скважины.

$$K_3 = \begin{cases} K_3 = 1 - \frac{L_{\text{Ф}} - L_{\text{ПП}}}{L_{\text{ПП}}} \\ K_3 = 1,0 & \text{при } 1 - \frac{L_{\text{Ф}} - L_{\text{ПП}}}{L_{\text{ПП}}} \geq 1 \end{cases}$$

где $L_{\text{Ф}}, L_{\text{ПП}}$ – фактическая длина ствола и длина проектного профиля на проектной глубине по вертикали соответственно, м.

При отрицательном значении показателем K_3 удлинения для проведения расчёта он принимается равным 1.

4. Пространственная интенсивность искривления ствола.

Выполнение проектной траектории в пределах предусмотренных проектом и согласованных с заказчиком допуском по пространственной интенсивности искривления ствола скважины определяется комплексным показателем K_4 . При выполнении допустимых или согласованных с заказчиком значений пространственной интенсивности искривления ствола скважины $K_4 = 1$.

При увеличении кривизны ствола скважины сверх допустимых значений в зоне размещения внутрискважинного оборудования для добычи нефти коэффициент K_4 снижается на 0,02 на каждые 0,15° на 10 м ствола, а в остальных интервалах ствола при увеличении пространственной интенсивности сверх допустимых значений на 0,1 на каждые 0,15° на 10 м ствола:

$$K_4^{\text{НАСОС}} = 1 - \frac{i_{\text{ФАКТ}} - i_{\text{ДОП}}}{0,15} \cdot 0,02$$

$$K_4^{\text{СТВОЛ}} = 1 - \frac{i_{\text{ФАКТ}} - i_{\text{ДОП}}}{0,15} \cdot 0,01$$

где $i_{\text{ФАКТ}}, i_{\text{ДОП}}$ – фактическая и допустимая интенсивность искривления ствола, °/10м.

Обобщённый показатель K_4 определяется как среднеарифметическое единичных показателей:

$$K_4 = \frac{K_4^{\text{НАСОС}} + K_4^{\text{СТВОЛ}}}{2}$$

5. Выполнение требований по зенитному углу.

Определяется комплексным показателем K_5 качества выполнения профиля по зенитному углу:

- для направляющей (транспортной) части ствола горизонтальных скважины, за исключением навигационного интервала, и наклонно направленных скважин при отклонении зенитного угла от значений, предусмотренных проектным профилем, единичный показатель $K_{5-3У}$ уменьшается на 0,02 на каждые 1° отклонения по зенитному углу:

$$K_{5-3У} = 1 - |\alpha_{ПР} - \alpha_{ФАКТ}| \cdot 0,02$$

- при вскрытии пласта наклонно направленными скважинами превышение зенитного угла по сравнению с максимальным проектным значением величина единичного показателя $K_{5-ПЛАСТ}$ уменьшается на 0,05 на каждый 1° зенитного угла:

$$K_{5-ПЛАСТ} = 1 - (\alpha_{ФАКТ} - \alpha_{ПР}) \cdot 0,05$$

- при вскрытии пласта горизонтальной скважиной уменьшение зенитного угла по сравнению с проектным значением величина единичного показателя $K_{5-ПЛАСТ}$ уменьшается на 0,08 на каждый 1° зенитного угла:

$$K_{5-ПЛАСТ} = 1 - (\alpha_{ПР} - \alpha_{ФАКТ}) \cdot 0,08$$

- $\alpha_{ПР}$, $\alpha_{ФАКТ}$ – проектное и фактическое значение зенитного угла соответственно, градус.

- при проводке ствола скважины в пределах установленных программой работ ограничений по зенитному углу $K_5 = 1$.

Обобщенный показатель K_5 определяется как среднеарифметическое единичных показателей:

$$K_5 = \frac{K_{5-3У} + K_{5-ПЛАСТ}}{2}$$

6. Подготовка ствола к проведению ГФР.

При обеспечении качественной работы партии в течение 24 часов $K_6 = 1$.

В случае необходимости дополнительной подготовки ствола $K_6 = 0$.

7. Подготовка ствола к спуску обсадной колонны.

При обеспечении беспрепятственного спуска обсадной колонны $K_7 = 1$.

В случае недохождения обсадной колонны до проектной глубины и проведения дополнительной подготовки ствола $K_7 = 0$.

8. Кавернозность ствола скважины оценивается коэффициентом K_8 относительной кавернозности:

$$K_8 = \begin{cases} K_8 = \frac{k_{ПРОЕКТ}}{k_{ФАКТ}} & \text{при } k_{ПРОЕКТ} \leq k_{ФАКТ} \\ K_8 = 1 & \text{при } k_{ПРОЕКТ} > k_{ФАКТ} \end{cases}$$

Комплексный показатель K_I раздела «I. Качество проводки ствола скважины» определяется как среднеарифметическое рассчитанных показателей:

$$K_I = \frac{\sum_{i=1}^{i=8} K_i}{8}$$

II. Качество крепи обсадных колонн

9. Наличие и величина межколонного давления (МКД) характеризуется показателем K_9 .

$$K_9 = \begin{cases} K_9 = 1,0 & \text{при } МКД = 0 \\ K_9 = 0,8 & \text{при } 0 < МКД \leq 0,1 \cdot P_{ПРЕДЕЛЬНОЕ} \\ K_9 = 0,6 & \text{при } 0,1 \cdot P_{ПРЕДЕЛЬНОЕ} < МКД \leq 0,2 \cdot P_{ПРЕДЕЛЬНОЕ} \\ K_9 = 0 & \text{при } МКД > 0,2 \cdot P_{ПРЕДЕЛЬНОЕ} \end{cases}$$

10. Контакт «цементный камень-обсадная колонна» характеризуется показателем K_{10} .

$$K_{10} = \begin{cases} K_{10} = \frac{r_0 \cdot l_0 + r_1 \cdot l_1 + r_2 \cdot l_2}{l_0 + l_1 + l_2} & \text{при } K_9 \geq 0,6 \end{cases}$$

Отсутствует $r_0 = 0$; частичный $r_1 = 0,5$; сплошной (жесткий) $r_2 = 1$. l_0, l_1, l_2 – суммарная длина интервалов, характеризующихся оценками r_0, r_1, r_2 соответственно.

11. Контакт «цементный камень-горная порода» характеризуется показателем K_{11} .

$$K_{11} = \begin{cases} K_{11} = \frac{r_0 \cdot l_0 + r_1 \cdot l_1 + r_2 \cdot l_2}{l_0 + l_1 + l_2} \end{cases}$$

Отсутствует $r_0 = 0$; частичный $r_1 = 0,5$; сплошной (жесткий) $r_2 = 1$. l_0, l_1, l_2 – суммарная длина интервалов, характеризующихся оценками r_0, r_1, r_2 соответственно.

12. Высота подъема цементного раствора за обсадной колонной. Показатель K_{12} высоты подъема цементного раствора за обсадной колонной вычисляется по формуле:

$$K_{12} = 1 - \left| \frac{h_{Ф} - h_{П}}{h_{П}} \right|$$

где $h_{Ф}$, $h_{П}$ – соответственно фактическая (определенная методом гамма-гамма-каротажа) и проектная высота подъема цемента за обсадной колонной, м;

12.1. Цементный раствор **за направлением** должен быть поднят до устья, при этом $K_{12} = 1$, в остальных случаях (если выполнены требования правил безопасности) коэффициент определяется по формуле.

12.2. Цементный раствор **за кондуктором** должен быть поднят до устья скважины. Разрыв сплошности цементного кольца за кондуктором не допускается, за исключением случаев перекрытия кондуктором зон поглощения, пробуренных без циркуляции бурового раствора. В этом случае допускается подъем цементного раствора до подошвы поглощающего пласта с последующим встречным цементированием через межколонный зазор с разрывом сплошности цементного камня на 10 м выше и ниже интервала поглощающего пласта.

$K_{12} = 1$ – при обеспечении подъема цемента за кондуктором с перекрытием направления не менее чем на 15 м от башмака. В противном случае $K_{12} = 0$.

12.3. Высота подъема цемента за эксплуатационной (промежуточной) обсадной колонной.

$K_{12} = 1$ для эксплуатационной и обсадной колонны при перекрытии предыдущей колонны не менее чем на 150 и 100 м соответственно. При несоблюдении данного условия $K_{12} = 0$.

13. Недоспуск обсадной колонны характеризуется показателем K_{13} .

$$K_{13} = \begin{cases} K_{13} = 1 & \text{при } H_{\text{ФАКТ}} = H_{\text{ПР}} \\ K_{13} = 0,8 & \text{при } 0 < H_{\text{ПР}} - H_{\text{ФАКТ}} \leq 10 \\ K_{13} = 0 & \text{при } H_{\text{ПР}} - H_{\text{ФАКТ}} > 10 \end{cases}$$

14. Заколонные перетоки при первичном освоении скважины.

Показатель K_{14} герметичности крепи эксплуатационной колонны при отсутствии заколонных перетоков равен 1. При наличии заколонных перетоков пластового флюида, связанных с некачественным цементированием и подтвержденных геофизическими методами, а также получении запланированной продукции после ремонтно-изоляционных работ показатель K_{14} может быть снижен, но не более чем на 30% ($0,7 \leq K_{14} \leq 1,0$).

15. Герметичность эксплуатационной колонны (хвостовика).

Показатель K_{15} герметичности определяется по результатам опрессовки обсадной колонны. При положительном результате K_{15} принимается равным 1, а при отрицательном – снижается, но не более чем на 20% ($0,8 \leq K_{15} \leq 1,0$).

Комплексный показатель K_{II} раздела «II. Качество крепи обсадных колонн» определяется как среднеарифметическое рассчитанных единичных показателей:

$$K_{II} = \frac{\sum_{i=8}^{i=15} K_i}{7}$$

Предлагаемая модель качества скважины может быть использована для оценки работы бурового и профильных сервисных подрядчиков и вклад каждого из них в качество законченной строительством скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методика оценки качества строительства скважин ОАО «Татанефть» (РД 153-39.0-349-05). – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2005. – 37 с.
 2. Балаба В.И. Управление качеством в бурении. Учебное пособие. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», - 2008. – 448 с.
 3. Повалихин А.С., Козловцева Л.Н Вопросы охраны

земных недр на месторождениях нефти и газа // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз», - 2008. - № 1. – с. 11-12.

4. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. «Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин». – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 645 с.

Экономическая оценка бурения многозабойных скважин с горизонтальным окончанием

А.С. Поваляхин – доктор техн. наук; А.Г. Шатровский – канд. техн. наук
(ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз»)

С целью разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов на Центральном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) с 1991 г. начато строительство горизонтальных скважин, опыт бурения которых показал высокую эффективность горизонтального вскрытия низкопроницаемых коллекторов (3-5 кратное увеличение продуктивности скважин по сравнению с вертикальными) и был использован позднее при бурении горизонтальных скважин на Восточном участке месторождения [1].

На Центральном участке месторождения начаты работы по бурению многозабойных скважин (МЗС) путем зарезки двух горизонтальных ответвлений из башмака эксплуатационной колонны диаметром 177,8 мм. Уровень конструкции боковых ответвлений соответствует второму типу по классификации TAML [1].

В отличие от Центрального участка разработка нефтяной оторочки залежи Восточного участка месторождения планируется осуществлять только горизонтальными скважинами. Бурение многозабойных скважин (МЗС) в этой части месторождения может оказаться эффективным способом снижения капитальных затрат для добычи нефти.

Геологический разрез Оренбургского НГКМ характеризуется высокой степенью глинистости в верхних отложениях разреза, наличием мощных пластов каменной соли и подсолевых карбонатов, составляющими продуктивную часть месторождения.

Четвертичные отложения до глубины 200 м включают гравий, гальку, щебень; в основании неогена – галечники, пески; в мезозойских отложениях – пласты песчаников и прослои мергелей. Эти отложения обычно перекрывается кондуктором диаметром 324 мм. Расположенный ниже татарский ярус представлен чередованием алевролитов, песчаников, глин, известняков и мергелей. Средняя толщина отложений яруса – 350 м. В Казанском ярусе литология аналогична, однако песчаники не встречаются. А Уфимский ярус состоит из переслаивания глин, алевролитов, песчаников с прослоями гипсов, ангидритов, мергелей, известняков и доломитов.

С отметки 1150 м разрез Оренбургского месторождения усложняется пластами бесцветной кристаллической каменной соли иреньского подъяруса значительной мощности, достигающей 740 м вместе с массивами плотных серых ангидритов. При бурении эти отложения обычно перекрываются промежуточной колонной диаме-

тром 245 мм с установкой башмака в плотных породах филипповского подъяруса.

Нефтегазоносность геологического разреза в пределах Восточного участка месторождения связана с продуктивными пластами P-V и P-IV артинских отложений. Пласт P-V сложен известняками, а пласт P-IV литологически характеризуется сульфатно-карбонатным составом.

Сложные геологические условия месторождения обусловили различного рода осложнения, а также проектные, технические и организационные проблемы, возникающие при строительстве скважин на Восточном участке ОНГКМ.

Бурение под кондуктор в интервале 10-200 м нередко сопровождается обвалами стенок ствола при прохождении рыхлых четвертичных пород и поглощениями промывочной жидкости в проницаемых водонасыщенных песчаниках, что ведёт к грифонам, затяжке инструмента и кондуктора, а порой – и к изменению конструкции верхней части скважины.

Бурение под промежуточную колонну в интервале 200-1700 м осуществляется в терригенных верхнепермских отложениях, представленных солями и ангидритами кунгурского яруса. Основные осложнения здесь связаны с осыпями и обвалами глинистых пород при их набухании. Этот вид осложнений регулируется свойствами промывочной жидкости: увеличением плотности, вязкости раствора, уменьшением фильтрации.

Набухание глин часто сопровождается возникновением «сальников», уменьшением диаметра ствола, а также кавернообразованием. Результатом могут стать прихваты, затяжки бурового инструмента, проработки ствола, что, в свою очередь, иногда приводит к авариям, а в некоторых наиболее трудных случаях – к перебурированию ствола скважины.

Одной из основных задач строительства скважин на ОНГКМ является обеспечение качественного цементирования обсадных колонн, так как процесс их эксплуатации часто сопровождается межколонными давлениями и заколонными перетоками из газовой части залежи в нефтяную, повышая газовый фактор добываемой нефти. Такие осложнения, как правило, возникают между эксплуатационной и технической колоннами в скважинах с неудовлетворительным качеством крепления.

С 1996 г. для разработки Восточного участка ОНГКМ была предусмотрена конструкция эксплуатационных горизонтальных скважин, включающая следующие обсадные колонны:

- шахтное направление диаметром 630 мм на глубину – 10 м;
- кондуктор диаметром 324 мм на глубину – 200 м;
- техническая колонна диаметром 245 мм на глубину – 1786 м;
- эксплуатационная колонна диаметром 139,7 мм – спускается на глубину 1955 м в кровлю продуктивного горизонта с перекрытием газового пласта и цементируется до устья;
- открытый ствол диаметром 120,7 мм – до проектной глубины 2500 м.

Артинскую нефтяную залежь предусматривалось разбуривать кустовыми горизонтальными скважинами по три скважины в каждом кусте при длине горизонтального участка 500 м. Расстояние между кустами скважин – 1250 м.

Проектный профиль горизонтальных скважин включает вертикальный участок длиной до 1800 м, интервал увеличения зенитного угла по радиусу около 100 м и горизонтальный участок в продуктивном пласте. Однако бурение скважин с вертикальным участком большой протяженности в одном кусте может привести к опасному сближению стволов. Это обстоятельство требует увеличения размеров кустовой площадки для обеспечения безопасного размещения устьев скважин. Кроме того, увеличение зенитного угла при реализации профиля происходит преимущественно в твердых абразивных горных породах, повышая затраты времени на бурение интервала.

Перечисленные недостатки удается устранить за счет использования в проектном профиле двух интервалов увеличения зенитного угла: при бурении под техническую колонну и дальше, до 90°, – перед горизонтальным участком скважины (рис. 1).

Бурение скважин с горизонтальным окончанием в пласте повысит совершенство его вскрытия, интенсифицирует добычу нефти, и позволит прирастить ее запасы за счет вовлечения в разработку слабодренлируемых низкопродуктивных пластов, обширных подгазовых зон с тонким нефтяным слоем, залежей с узкими нефтяными оторочками.

Развитие технологии многозабойного бурения скважин является актуальной задачей для условий Восточного участка ОНГКМ, т. к. её применение, как показывает зарубежный и отечественный опыт, является эффективным способом сокращения затрат на строительство горизонтальных скважин. Технология бурения МЗС должна обеспечить такой уровень многозабойной системы, при котором места соединения основного ствола и боковых ответвлений зацементированы с возможностью постоянного доступа в каждое ответвление при освоении и эксплуатации скважины, а также для проведения ГИС и ремонтных работ.

Построенные в России различные многозабойные скважины на газовых и нефтяных месторождениях, как правило, соответствуют 1, 2 и 3 уровню соединения основного ствола с ответвлениями по классификации TAML. Целевой пласт на Восточном участке Оренбургского НГКМ является нефтегазоносной залежью, поэтому с целью исключения прорыва газа в скважину необходимо иметь герметичное соединение основного ствола с каждым ответвлением, что достигается при конструкции соединения, соответствующего 4 и 6 уровню по общепринятой классификации (TAML).

Авторами предложены проектными профилями многозабойной скважины для строительства на Восточном

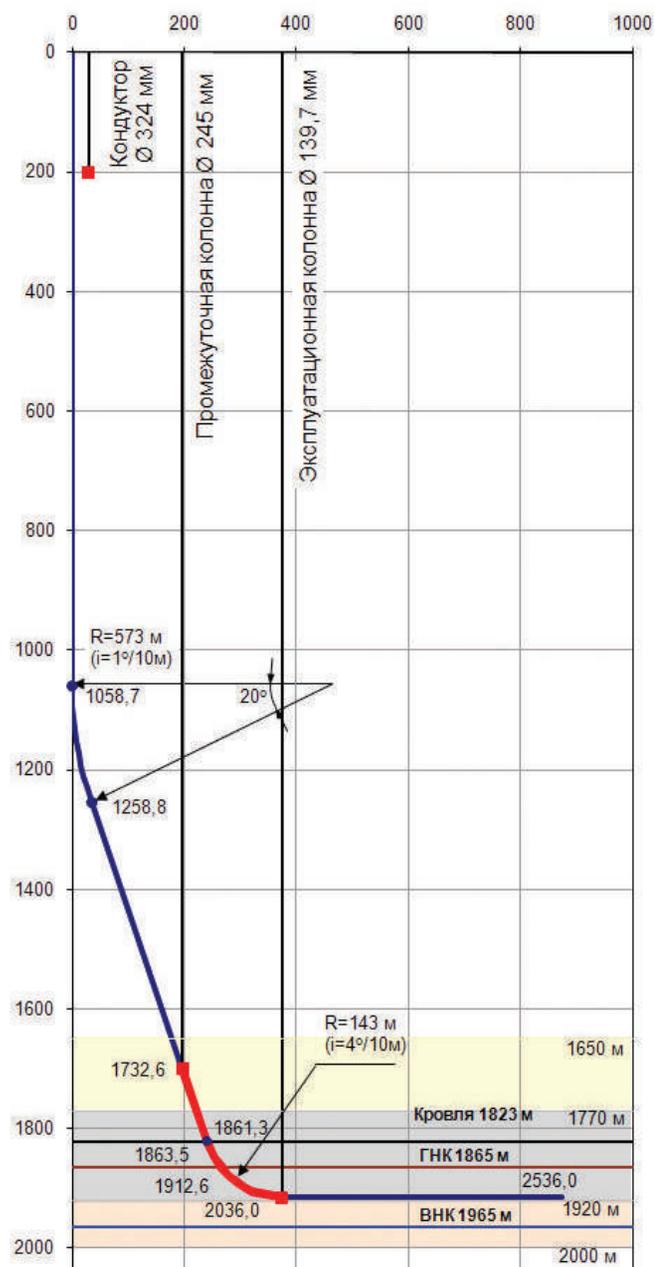


Рис. 1. Профиль горизонтальной скважины.

участке Оренбургского НГКМ, который включает основной вертикальный ствол, устье которого в плане расположено в центре трёхлучевой звезды, образованной горизонтальными участками, начало каждого из которых находится на расстоянии 375 м от устья основного ствола. Для обеспечения указанного смещения бурение боковых ответвлений производится по радиусу 80-95 м. Проектный профиль рассчитан на основании методики, изложенной в работе [2] и представлен на рис. 2.

Конструкция основного ствола многозабойной скважины включает следующие обсадные колонны:

- направление Ø 420 мм на глубину 10 м;
- кондуктор Ø 324 мм на глубину 200 м;
- промежуточная колонна Ø 245 мм на глубину 1700 м;
- эксплуатационная колонна Ø 139,7 мм на глубину 1915 м (2223,2 м по длине ствола);
- открытый ствол в интервале 2223,2–2723,2 м.

Второй и третий стволы многозабойной скважины забуриваются долотом 120,6 мм из эксплуатационной

колонны через окна на глубине 1780 и 1750 м соответственно и ведутся до проектных отметок. В боковые ответвления спускаются хвостовики диаметром 89 мм. Горизонтальная часть ствола при этом остаётся открытой.

Для обоснования целесообразности бурения предложенных МЗС на Оренбургском НГКМ сравним их стоимость и некоторые технические показатели с аналогами для куста горизонтальных скважин. В обоих вариантах продуктивный пласт вскрывается тремя горизонтальными участками длиной 500 м с проектными азимутами 120°, 240° и 360°, что упрощает их сравнение. В табл. 1 приведены результаты сравнения – объёмы бурения скважин по указанным выше вариантам.

Таблица 1. Общая длина интервалов бурения и объём выбуренной горной породы.

Показатель	Куст из трёх скважин	МЗС
Бурение Ø 393,7 мм	600 м (73 м³)	200 м (24,37 м³)
Бурение Ø 295,3 мм	5208 м (356 м³)	1700 м (116,4 м³)
Бурение Ø 215,9 мм	910 м (33,3 м³)	1023 м (68,3 м³)
Бурение Ø 120,6 мм	1500 м (17,2 м³)	1867 м (54,7 м³)
Общая длина ствола (объём горной породы)	8218 м (479,5 м³)	4790 м (263,77 м³)

Как следует из табл. 1, объём выбуренной горной породы при бурении МЗС в 1,8 раза меньше, чем при строительстве куста из трёх горизонтальных скважин. При этом объём извлекаемых соленосных горных пород в интервале бурения долотом Ø 295,3 мм более чем в 3 раза меньше у МЗС, что подтверждает более высокую экологическую безопасность строительства таких скважин. Кроме того, металлоёмкость МЗС в 2,7 раза меньше чем у базового варианта – куста из трёх горизонтальных скважин (табл. 2).

На следующем этапе сравнения была рассчитана стоимость строительства анализируемых вариантов скважин. Сметная стоимость горизонтальных скважин была взята из проекта на их строительство и произведён расчёт для куста из трёх скважин, основные проектные данные по которым приведены в данной статье. Расчётная сумма составила 450 млн. руб., включая НДС.

Также был проведен аналогичный расчёт для одной МЗС с тремя ответвлениями с учётом проектных и изыскательских работ, полного цикла её строительства и работ по авторскому надзору. Итоговая цифра составила 290 млн. руб. с НДС в ценах 2007 г.

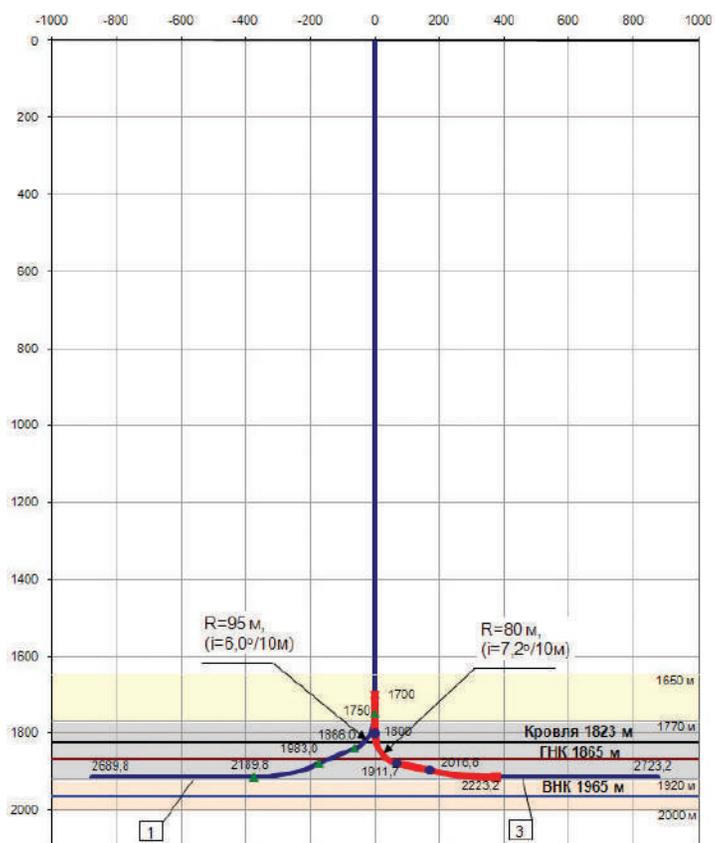


Рис. 2. Профиль многозабойной скважины с горизонтальными ответвлениями

1 – первое ответвление – ствол Ø 215,9 мм до глубины 2223,2 м крепится эксплуатационной колонной Ø 139,7 мм, далее открытый ствол Ø 120,6;
2 – второе ответвление (не показано) – ствол Ø 120,6 мм до глубины 2706,9 м, крепится хвостовиком Ø 89 мм до глубины 2206,9 м;
3 – третье ответвление – ствол Ø 120,6 мм до 2689,8 м, крепится хвостовиком Ø 89 мм до 2189,8 м.

Существенное сокращение затрат при замене куста из трёх горизонтальных скважин на одну МЗС с тремя горизонтальными ответвлениями происходит за счёт:

- уменьшения кустовой площадки, подъездных путей, строительства линий передач и т.д.;

Таблица 2. Длина и вес обсадных колонн.

Показатель	Куст из трёх скважин	МЗС
Длина обсадной колонны 324 мм	600	200
Длина обсадной колонны 245 мм	5208	1700
Длина обсадной колонны 139,7 мм	6108	2233
Длина обсадной колонны 89 мм		867
Вес конструкции скважин, т	404,9	148,75

- уменьшения объёмов привышечных сооружений, монтажа и демонтажа бурового оборудования;
- сокращения продолжительности работ по бурению и креплению скважины кондуктором и промежуточной колонной;
- уменьшения затрат на техническую и биологическую рекультивацию площадки строительства и охрану окружающей среды.

При расчёте стоимости строительства МЗС не была включена цена специального оборудования для обустройства соединения ответвлений с основным стволом МЗС и сервиса, которая на момент проведения проектных работ составила 50 млн. руб.

Выводы

1. На основании сравнительного расчёта стоимости строительства анализируемой МЗС с учётом дополнительных расходов на создание герметичного соединения основного ствола с боковыми ответвлениями и базового варианта в виде куста из трёх горизонтальных скважин можно сделать вывод о экономической целесообразности строительства МЗС на Восточном участке Оренбургского НГКМ.

2. Окончательные результаты как экономического, так и технического характера могут быть получены на основании строительства опорно-технологической МЗС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Решетников С.А., Коршунов А.И. Зарезки горизонтального ствола на скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», - 2008. - №10. - с. 49-51.

2. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. «Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин». – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 645 с.

УДК 622.242

Принципиальная схема бурового стенда, максимально приближенного к натурным условиям

Р.А. Ганджумян – канд. техн. наук, профессор;
Л.А. Лачинян – доктор техн. наук, профессор
(МГРИ-РГГРУ)

подавляющее большинство отечественных и зарубежных лабораторных установок и стендов [2, 3], допускающих бурение долотами натуральных размеров были выполнены при отсутствии колонны бурильных труб между долотом и вращателем.

Известны также лабораторные установки и станки, обеспечивающие разбуривание образцов пород под давлением и имитацию гидростатического и пластового давлений [1]. Предложены принципиальные схемы стендов с упругой передачей усилий на долото [2].

Предлагаемый экспериментальный буровой стенд предназначен для изучения следующих процессов:

- влияния каждого параметра режима бурения на разрушения горных пород долотами диаметром 190,5 мм различных типов (шарошечные, PDC, трехлопастные, с алмазным твердосплавным вооружением, алмазные; шарошечные

и алмазные бурголовки), как при вращающейся бурильной колонне, так и при бурении гидравлическими винтовыми забойными двигателями диаметром 164 и 172 мм;

- колебательных процессов в бурильной колонне;
- работоспособности и надежности гидравлических забойных и двигателей, керноприемных устройств, а также разрабатываемой новой буровой техники.

Существенное отличие предлагаемого стенда (см. рисунок) заключается в наличии между долотом и вращателем реальной колонны бурильных труб (стальных бурильных труб диаметром 89, 102, 114 мм, бурильных труб из легкого сплава ЛБТ 129×11).

Стенд представляет собой вертикальную скважину ориентировочно глубиной 300 м, пройденную таким образом, что ось ствола скважины перпендикулярно пересекает горную выработку. Какой бы длины ни была

бурильная колонна, её всегда можно рассматривать как волновод. Все динамические процессы, происходящие в ней, будут протекать так же, как и в более длинной колонне труб.

Ствол 1 скважины, пройденный долотом 269,9 мм (может быть использована ранее пройденная вентиляционная скважина), обсаживается безмуфтовыми обсадными трубами. ОГ1м (2 на рис.) диаметром 219,1мм с толщиной стенки 10 мм. Для надежности цементирования кольцевого пространства принимается максимальный зазор на сторону, предусматривается применение центраторов (через каждые 25 м). В кольцевом зазоре располагается также проводной канал связи устья с забоем.

Стальная плита 3 приваривается к направлению и трубам ствола и служит для надежного крепления устья. Стенд оборудуется шпиндельным буровым станком ЗИФ-1200 МР (внутренний диаметр шпинделя 78 мм, ход – 600 мм) с электроприводом (мощность 55 кВт) и двумя насосами НБ-125 1 (вместо двух насосов НБ-4-320/10).

Техническая характеристика бурового станка ЗИФ-1200 МР позволяет:

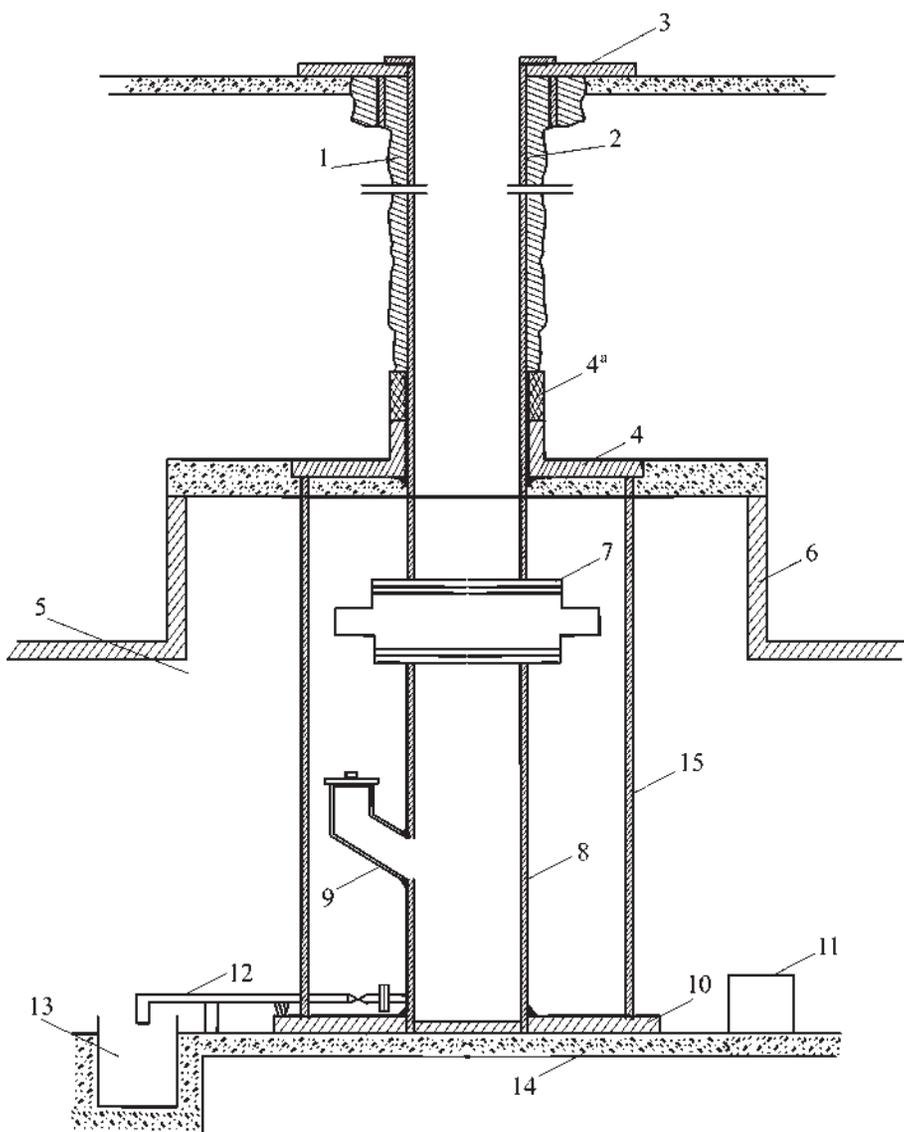
- обеспечивать частоту вращения породоразрушающего инструмента в диапазоне от 75 до 600 мин⁻¹. При этом, согласно расчетам (по формулам, приведенным в [4], на максимальной частоте вращения ($n = 600 \text{ мин}^{-1}$) при длине ствола 300 м следует работать бурильными трубами диаметром 102 мм (расходуемая мощность $N_6 = 50 \text{ кВт}$), а при работе трубами диаметром 114 мм частота вращения должна быть снижена до 516 мин⁻¹ (предельная глубина бурения трубами 114 мм составляет 280 м);

- создавать и регулировать осевую нагрузку на долото, обеспечивать плавную подачу бурового инструмента (наибольшее усилие гидроподдачи: вверх – 150 кН, вниз – 120 кН);

- разбуривать бетон (легкий, тяжелый, гипсобетон) на основе портландцемента и наполнителей (пористые материалы, песок, щебень, галька и плотные раздробленные горные породы).

Буровые насосы обеспечивают суммарную подачу до 32 дм³/с и максимальное давление 17 МПа.

Для выполнения различных операций в процессе проведения экспериментальных работ над устьем ствола скважины устанавливается буровая вышка В26-50 (высота 26 м, грузоподъемность 500 кН, длина свечи 18,6 м).



Принципиальная схема бурового стенда

- 1 – ствол; 2 – обсадная труба;
- 3 – стальная плита;
- 4 – стальная плита с сальниковым уплотнением 4^а;
- 5 – подходная выработка;
- 6 – камера;
- 7 – превентор;
- 8 – труба-кожух;
- 9 – люк;
- 10 – стальная плита;
- 11 – пульт управления;
- 12 – отводная труба;
- 13 – ёмкость;
- 14 – бетонный фундамент;
- 15 – опоры.

В забойную часть стенда входят:

- подходная выработка 5 и камера 6. Камера 6 в полностью оборудованном состоянии (с креплением, подводкой электроэнергии, воды и вентиляцией) передается горным предприятием;
- стальная плита 4 с сальниковым уплотнением 4^а, привариваемой к обсадной колонне с целью центрирова-

ния её низа, предотвращения разрушения цементного камня и сохранения рабочего состояния камеры при проведении исследовательских работ;

- превентор 7 с глухими плашками и ручным приводом для перекрытия ствола скважины;
- труба-кожух 8 с люком 9, которая служит для изоляции затвердевшего в нем бетона, подлежащего

разбуриванию, а люк 9 для доступа в трубу 8 вязущих материалов и наполнителей. Труба-кожух 8 опирается на стальную плиту 10 и бетонный фундамент 14;

- отводная труба 12 с задвижкой для слива промывочной жидкости в ёмкость 13 после разбуривания бетона (собранный в ёмкости жидкость используется для приготовления очередной порции бетона);

- опоры 15 для дополнительного поддержания стальной плиты 4 и передачи усилий на фундамент.

- пульт 11 сбора, передачи информации и связи с поверхностью.

При проведении экспериментальных работ параметры режима бурения устанавливаются и контролируются с помощью нижеследующих контрольно-измерительных приборов:

- указателя давления, включенного в гидросистему бурового станка, позволяющего визуально наблюдать осевую нагрузку на долото. Кроме этого, осевая нагрузка регулируется посредством тензометрических датчиков на осциллографе. Датчики устанавливаются в месте сочленения штоков с траверсой вращателя;

- манометра и расходомера;

- вольтметра и амперметра, включенных в электропривод бурового станка, позволяющих контролировать загрузку электродвигателя и приближенно величину крутящего момента, развиваемого вращателем станка. Частота вращения долота на осциллограмме записывается при помощи контактного реле, установленного на траверсе, и штифта, ввернутого в зажимной патрон шпинделя. При каждом обороте долота штифт входит в контакт со щетками реле, замыкая электрическую цепь;

- измерительных преобразователей (датчиков) для контроля за нагрузкой на долото, скорости бурения и параметров вибрации непосредственно в забойных условиях.

Частоту, форму колебаний виброперемещения, виброскорость и виброускорение на поверхности и на забое при различных частотах вращения шпинделя бурового станка (и при бурении ГЗД) можно определять и с помощью портативного виброколлектора STD-510, позволяющего собирать и хранить данные обследований, рассчитывать и передавать их на компьютер для последующего спектрального анализа.

После проведения исследований с долотами 190,5 мм имеется возможность перехода на долота малых диаметров 139,7 и 120,6 мм, работающих, соответственно, в обсадных колоннах ОГ1м диаметром 168 и 146 мм.

В настоящее время ведется поиск конструктивных решений по созданию предлагаемого бурового стенда.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алликвандер Э. Современное глубокое бурение. Пер. с нем. - М.: Недра, 1969.

2. Владиславлев В.С. Разрушение горных пород при бурении скважин. - М.: Гостоптехиздат, 1958.

3. Потапов Ю.Ф., Симонов В.В. Разрушение горных пород шарошечными долотами малого диаметра. - М.: Гостоптехиздат, 1961.

4. Сароян А.Е. Теория и практика работы бурильной колонны. - М.: Недра, 1990.

УДК 622.276

Разработка гидрофобизированного полимерного состава для внутрипластовой водоизоляции низкопроницаемых коллекторов

А.О. Кондрашев – аспирант; М.К. Рогачёв – доктор техн. наук, профессор
(Национальный минерально-сырьевой университет «ГОРНЫЙ»)

О.Ф. Кондрашев - доктор техн. наук, профессор
(Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет)

С.Я. Нелькенбаум
(ООО «Синтез-ТНП»)

Одной из важнейших проблем нефтедобывающей отрасли нашей страны является преждевременное обводнение нефтяных добывающих скважин и постоянный рост объ-

ёмов попутно добываемой воды. Эта тенденция сохранится и в обозримом будущем в связи с увеличением доли месторождений на поздней стадии разработки и ос-

ложненными условиями эксплуатации скважин.

Практика разработки нефтяных месторождений показывает, что характерным для метода заводнения

является неоднородность фронта вытеснения: в первую очередь обводняются пласты с лучшими фильтрационными характеристиками, а менее проницаемые пласты и пропластки остаются невыработанными. Увеличение охвата пласта заводнением ограничивается сложностью геологического строения продуктивных пластов и регулирования процесса вытеснения нефти водой, низкой эффективностью мероприятий по ограничению притока воды [1].

Преждевременное обводнение скважин снижает технико-экономические показатели разработки, поэтому ограничение водопритока является одним из наиболее эффективных и экономически целесообразных методов повышения нефтеотдачи.

Успешность водоизоляционных работ во многом определяется выбором тампонажного материала. К настоящему времени предложено и запатентовано большое количество реагентов и композиций для водоизоляции. Однако, несмотря на их многообразие, в промысловых условиях используется не более десяти, а в большинстве случаев список ограничивается двумя-тремя видами тампонажных составов из-за их высокой стоимости, низкой технологичности и дефицита сырьевой базы.

Перспективным в этом отношении являются водоизоляционные технологии на основе гелеобразующих составов. Образование геля непосредственно в пластовых условиях позволяет создавать зоны (барьеры и экраны) с повышенным фильтрационным сопротивлением и исключать прорывы воды по высокопроницаемым пропласткам. К недостаткам применяемых гелеобразующих водоизоляционных составов можно отнести низкую проникающую способность, невысокую устойчивость в пластовых условиях, токсичность и высокую стоимость. Устранение отмеченного должно существенно повысить конкурентоспособность этого способа водоизоляции [1, 2].

В данной статье представлены результаты экспериментальных исследований, подтверждающие возможность успешной модификации полимерных водоизолирующих составов.

Объектом исследования служили опытные образцы полимерного состава (далее ПС), представляющие собой водно-щелочные растворы гидролизованного акрилсодержащего полимерного материала с добавками

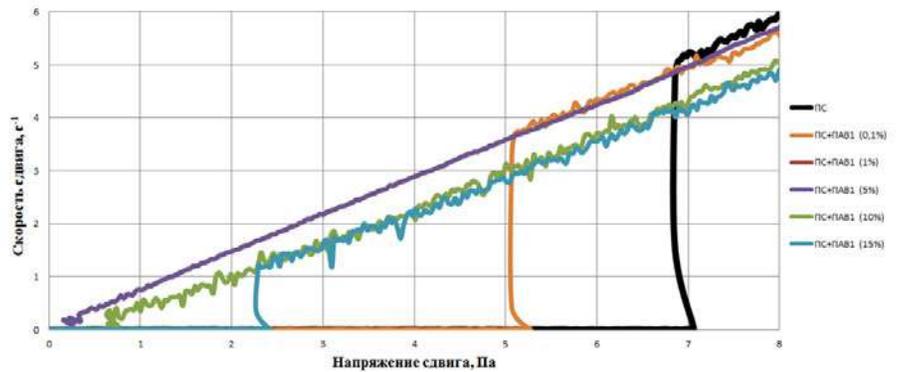


Рис. 1. Результаты экспериментов по определению реологических характеристик исследуемых полимерных составов при температуре 20 °С.



Рис. 2. Результаты экспериментов по определению реологических характеристик исследуемых составов при температуре 80 °С.

неионогенного поверхностно-активного вещества комплексного действия (далее ПАВ1), способного изменять межфазное взаимодействие в дисперсной системе (объемный механизм) и на внешних границах последней (поверхностный механизм).

В ходе исследований планировалось:

1) изучить реологические характеристики полимерного состава (в т. ч. с добавлением ПАВ1 в разных концентрациях) и выбрать наиболее перспективные образцы;

2) оценить влияние ПАВ1 на функциональные свойства полимерного состава;

3) выявить механизм водоизоляции выбранных составов, и уточнить их реологические характеристики с помощью серии микрореологических исследований;

4) выбрать оптимальные рецептуры составов на основе полученных данных.

Исследования реологических свойств полимерных составов проводились на автоматизированном рота-

ционном вискозиметре Rheotest RN 4.1 в режиме плавного возрастания напряжения сдвига от 0 до 10 Па, при температурах 20 и 80 °С. Результаты реологических экспериментов представлены на рис. 1 и 2 и в табл. 1.

Вторая серия реологических экспериментов для оценки тиксотропных свойств у исследуемого состава заключалась в построении петли гистерезиса при постепенном росте скорости сдвига от 0 до 300 с⁻¹ в течение 300 с, постоянстве скорости сдвига равной 300 с⁻¹ в течение 300 с, и постепенном снижении скорости сдвига с 300 с⁻¹ до 0 в течение того же времени.

Как видно из полученных данных (рис. 3), у исследуемого образца не наблюдается петли гистерезиса, т.е. тиксотропные свойства отсутствуют. Это подтверждает выше сделанные выводы об упруго-вязких качествах ПС с малым временем релаксации.

Для уточнения влияния ПАВ1 на межфазное взаимодействие, и определения его оптимальной концентрации была проведена серия измерений межфазного натяжения на

Таблица 1. Абсолютное и относительное (фактор приведения – значение критического напряжения сдвига для ПС без добавления ПАВ1) изменение критического напряжения сдвига ПС в зависимости от температуры и концентрации ПАВ1.

Концентрация ПАВ1 в составе ПС, %	Критическое напряжение сдвига, Па			
	20 °С		80 °С	
	Абсолютное изменение, Па	Относительное изменение, %	Абсолютное изменение, Па	Относительное изменение, %
0,1	1,8	25	-0,05	-2
1	6	84	1,35	61
5	6,85	96	1,77	80
10	6,35	89	1,57	71
15	4,75	67	0,7	32

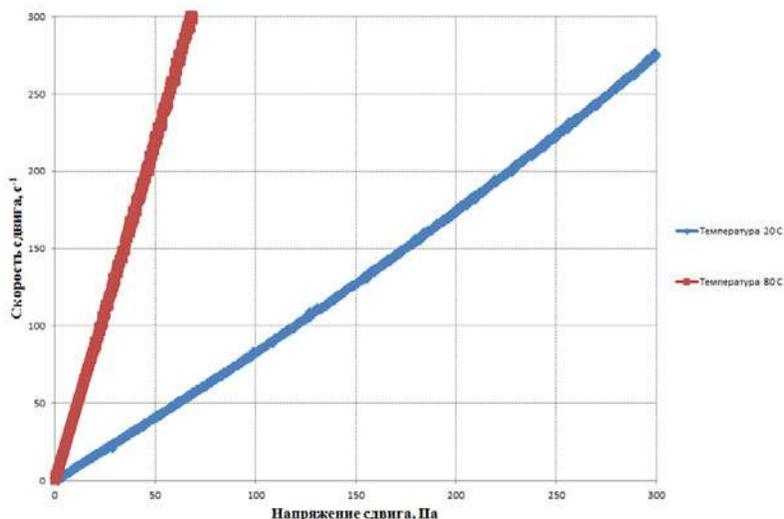


Рис. 3. Результаты экспериментов по исследованию тиксотропных свойств состава ПС без добавления ПАВ1, при температурах 20°C и 80°C.

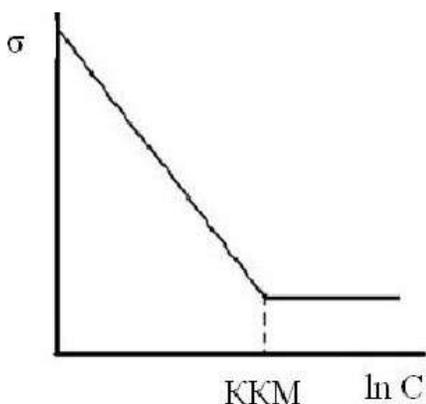


Рис. 4. Определение ККМ по перегибу зависимости межфазного натяжения от натурального логарифма концентрации ПАВ1.

границе «Дистиллированная вода – керосин», в которых ПАВ1 добавлялась в керосин (рис. 5, 6).

Определение оптимальной концентрации ПАВ проводилось согласно ГОСТ 29232-91 «Определение критической концентрации мицеллообразования» [6]. Суть методики заключается в построении зависимости межфазного натяжения от натурального логарифма массовой концентрации ПАВ (рис. 4).

По перегибу зависимости определяется **критическая концентрация мицеллообразования (ККМ)** – характерная для ПАВ в растворе концентрация, при превышении которой появляются и развиваются мицеллы.

Под мицеллой понимают ассоциат дифильных молекул, лиофильные группы которых обращены к растворителю, алиофобные группы собираются вместе, образуя ядро мицеллы. Число молекул, составляющих мицеллу, называют числом ассоциации, а сумму молекулярных масс всех молекул в мицелле – мицеллярной массой. Ориентирование дифильных молекул ПАВ в мицелле обеспечивает минимальное межфазное натяжение на границе мицелла – среда и тем самым термодинамическую устойчивость мицеллярного раствора.

При концентрации ПАВ1 в растворе, незначительно превышающих ККМ, в растворе образуются сферические мицеллы (мицеллы Гартли). Внутренняя часть этих мицелл состоит из переплетающихся углеводородных радикалов, а наружная образована гидратированными полярными группами. Сферические мицеллы могут содержать от 20 до 100 и более молекул ПАВ.

С увеличением концентрации ПАВ сферические мицеллы, взаимодействуя между собой, деформируются и принимают цилиндрическую, дискообразную или пластинчатую форму. При дальнейшем повышении концентрации ПАВ в растворе межфазное натяжение остается практически постоянным, поскольку выше ККМ в растворе самопроизвольно протекают процессы образования мицелл, и истинный раствор переходит в ультрамикрорегетерогенную систему (золь).

По графику зависимости межфазного натяжения от натурального логарифма концентрации ПАВ1 видно, что ККМ соответствует концентрации в 1%.

На основании проведенных реологических экспериментов и экспериментов по определению влияния ПАВ1 на межфазное натяжение можно сделать вывод, что оптимальной для ПАВ1 является концентрация 1-2%.

Целью второго этапа исследований, было уточнение механизма водоизоляции изучаемого ПС и исследование его реологических свойств в пористой среде путем проведения серии микрореологических экспериментов. Эксперименты проводились с чистым ПС, и с ПС с добавлением ПАВ1 в концентрации, определенной в ходе предыдущих исследований.

Опыты проводились на установке, позволяющей проводить прямые микрореологические исследования структурно-механических свойств

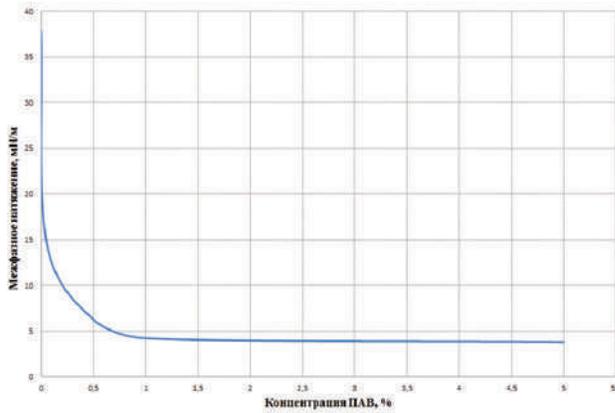


Рис. 5. Зависимость межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода керосин» от концентрации ПАВ в керосине.

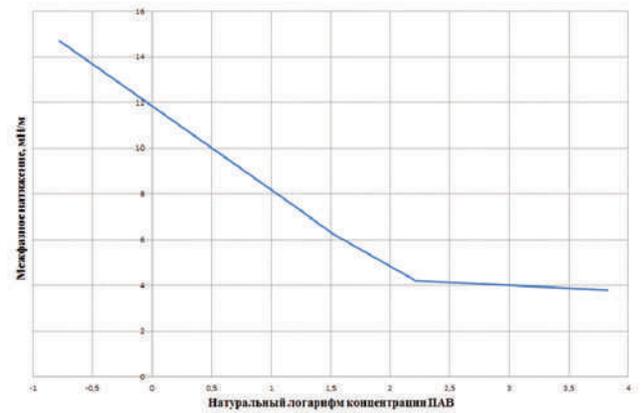


Рис. 6. Зависимость межфазного натяжения на границе «дистиллированная вода керосин» от натурального логарифма концентрации ПАВ в керосине.

жидкости в плоском капилляре – узком зазоре, размеры которого можно регулировать в пределах 1...30 мкм в соответствии с параметрами исследуемой пористой среды.

Измерительная ячейка установки для микрореологических исследований (рис. 7) представляет собой две пластины 1 из пороодообразующего минерала (кварц, 14 класс чистоты обработки), закрепленные на упругом подвесе из плоских пружин 2 и размещенные в кювете с исследуемой жидкостью 3.

Верхняя подвижная пластина совершает колебания в горизонтальной плоскости с частотой, соответствующей заданной скорости сдвига. Механическая подвеска из 8-ми плоских пружин обеспечивает параллельность кварцевых пластин и деформацию исследуемой жидкости по схеме простого сдвига, однородность поля деформации, постоянство заданной скорости сдвига по всей величине узкого зазора. Точность установки величины узкого зазора контролируется интерференционным методом.

Суть метода исследования, реализуемого в настоящей установке, состоит в регистрации изменений резонансных параметров колебательной системы, вызванных вязкими или упругими свойствами жидкости, приобретаемых в результате ее контактного взаимодействия с твердым телом.

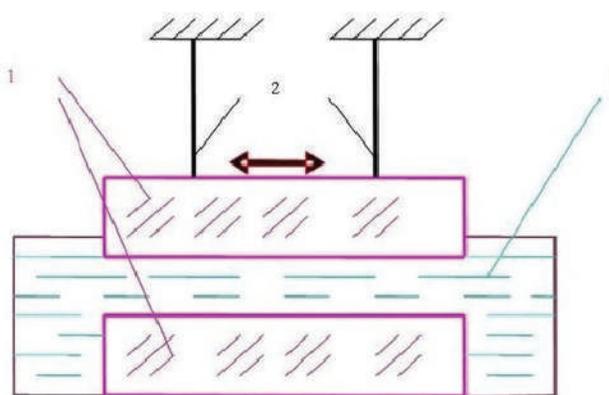


Рис. 7. Схема рабочей ячейки (узкого зазора) установки для микрореологических исследований.

Известно, что механизм водоизоляции может обеспечиваться за счет создания прочной полимерной пленки на поверхности фильтрации, либо возникновения гидрофобной пленки ПАВ, выстилающей поровую поверхность, и соответствующего снижения фазовой проницаемости для воды, либо формирования при интенсивном контактом взаимодействии флюида и породы граничного (адсорбционного) слоя. Последний, при условии соизмеримости его толщины с размерами пор, может снижать эффективные пористость и проницаемость и в пределе, как «структурно-механическая пробка», кольматировать пористую среду. При этом возможно одновременное действие нескольких факторов.

Из результатов экспериментов (рисунок 8) видно, что контактное взаимодействие жидкости с твердой поверхностью обуславливает практически мгновенный скачок вязкости, кратно превышающий объемное значение этого параметра.

Поверхностную природу этого эффекта подчеркивает усиление отмеченных аномалий при увеличении

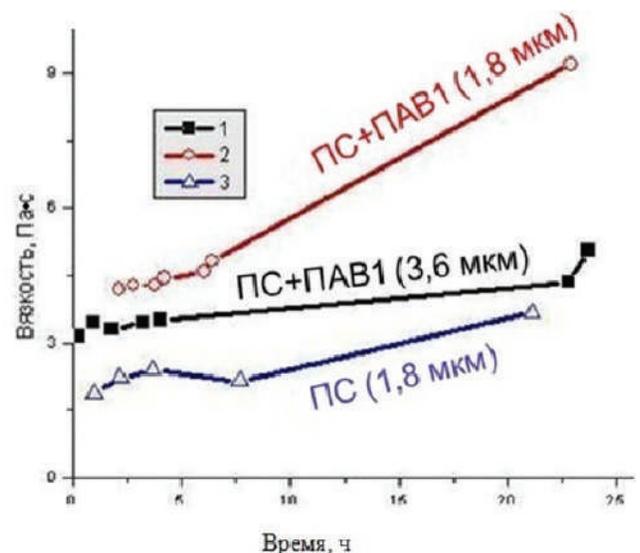


Рис. 8. Динамика изменения вязкости составов ПС (3) и ПС+ПАВ1 (1, 2) в зазорах разной величины..

интенсивности контактного взаимодействия, наблюдаемого либо при уменьшении величины узкого зазора, либо при добавлении ПАВ1, действующего по поверхностному механизму: адсорбция его на поверхности пластин снижает интенсивность поля твердого тела, что позволяет жидкости сформировать в пристенном слое плотно упакованную надмолекулярную структуру с аномально высокими реологическими свойствами (кривые 2, 3). Этот механизм объясняет увеличение вязкости в присутствии ПАВ1 в большем по величине узком зазоре (кривые 1 и 3).

Микрореологические исследования подтвердили и упруго-вязкий характер надмолекулярной структуры (рисунок 9): исследуемые образцы характеризуются достаточно высокой сдвиговой упругостью, отвечающей выше описанным закономерностям.

Приведенные данные свидетельствуют о том, водоизолирующие свойства ПС связаны с формированием на поверхности поровых каналов прочных надмолекулярных структур (граничных слоев), способных при соизмеримости с поровыми каналами закупоривать их.

По перегибу зависимости вязкости от величины узкого зазора (рисунок 10) можно оценить толщину граничного слоя – области с аномально высокими структурно-механическими характеристиками, которую принято определять по отличию локальных свойств от объемных.

Видно, что в данном случае толщина граничного слоя, равная половинному значению координаты точки перегиба, составляет ~1,2 мкм и соизмерима с величиной среднего радиуса поровых каналов. Это, при достаточной прочности граничных слоев, способных выдерживать пластовые градиенты давления, должно приводить к «запечатыванию» соответствующих пор высокоструктурированной жидкостью, их структурно-механической коагуляции.

Данные по критическим градиентам давлений или напряжений сдвига в порах различной величины, их соответствие пластовым условиям были получены нами на основе изучения особенностей течения изучаемых образцов (рис. 11). На основе этих данных можно оценить величину критического градиента давления. Для состава ПС + ПАВ1 величина критических градиентов давления, разрывающих вязкоупругую «пробку» в порах размером до 4 мкм, составляет около $8,1 \cdot 10^3$ МПа/м, что на порядок выше, как показывают приведенные выше данные фильтрационных исследований, аналогичного параметра для исходного состава ПС.

Важно подчеркнуть и корреляцию объемных (полученных на вискозиметре Rheotest RN 4.1) и микрореологических измерений: кривые течения в обоих случаях имеют четко выраженные S-образные участки, обусловленные разрывом сплошности образца. Различие в масштабе скоростей и напряжений на 2-3 порядка указывает на определяющую роль поверхностных явлений в формировании водоизолирующих свойств ПС.

Выводы

1) Результаты реологических исследований позволили оценить влияние ПАВ1 на свойства полимерного состава. Исследования показали, что добавление ПАВ1 к исходному полимерному составу позволяет понизить значение критического напряжения сдвига более чем на 80%.

2) Эксперименты по определению межфазного напряжения позволили определить оптимальную концентрацию ПАВ1, соответствующую критической концентрации мицеллообразования: 1%.

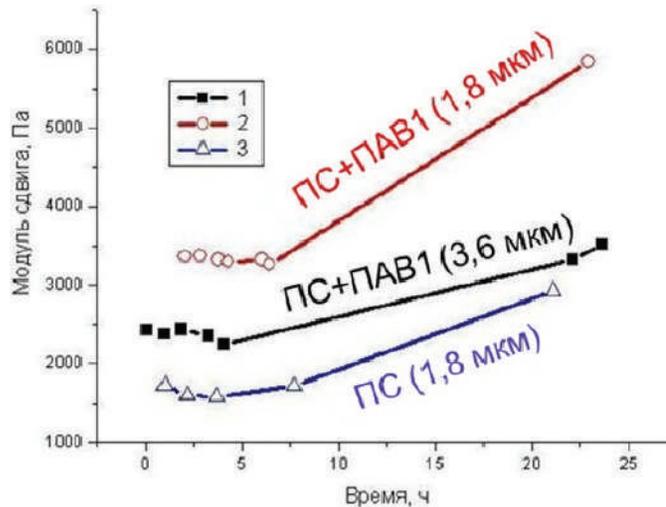


Рис. 9. Динамика изменения модуля сдвига составов ПС (3) и ПС + ПАВ1 (1,2) в зазорах разной величины.

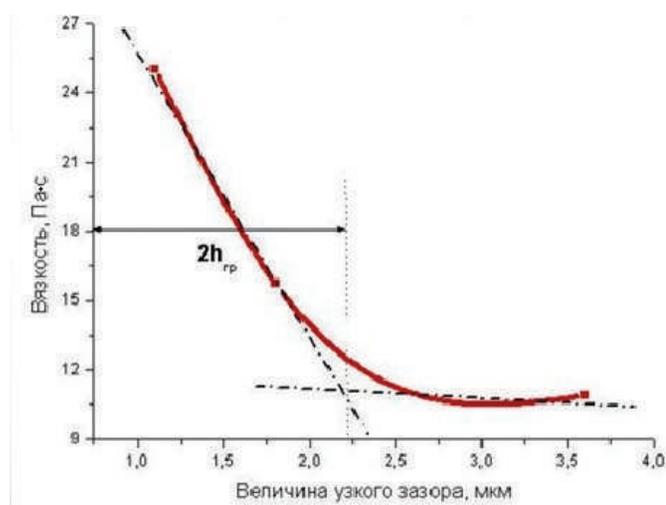


Рис. 10. Зависимость вязкости состава ПС + ПАВ1 от величины узкого зазора.

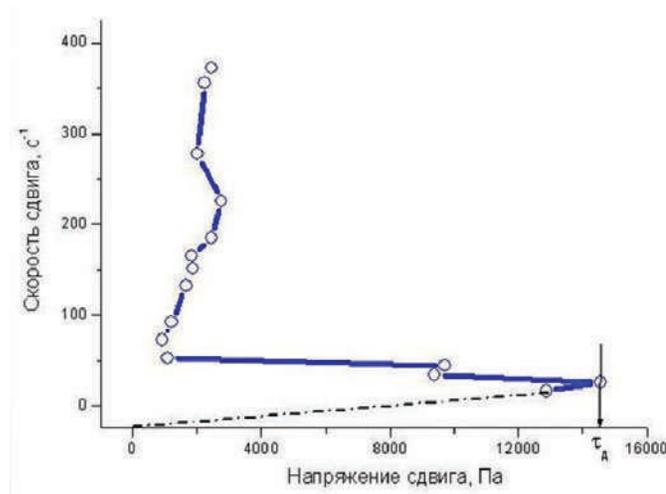


Рис. 11. Кривая течения состава ПС+ПАВ1 с разрывом сплошности.

3) На основании проведенных реологических экспериментов и экспериментов по определению межфазного натяжения было установлено, что оптимальной концентрацией ПАВ1 в гелеобразующем составе ПС является 1-2%.

4) Микрореологическими исследованиями полимерных водоизоляционных составов установлено, что:

- механизм водоизоляции пористой среды обусловлен структурно-механической кольматацией (закупоркой) пор структурированной жидкостью;
- введение ПАВ в полимерный состав улучшает динамику формирования водоизолирующего структурно-механического барьера:
 - повышает скорость его образования;
 - кратно увеличивает значение эффективной вязкости в узком зазоре;
 - обеспечивает возрастание на порядок уровня критических градиентов давления.

5) Проведенные исследования позволили разработать новый водоизоляционный полимерный состав, получивший название ГПС-1 (гидрофобизированный полимерный состав, [7]), с улучшенными технологическими характеристиками, который рекомендуется для внутрислоевого водоизоляции в условиях многопластовых нефтяных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра, 1999. – 285 с.
2. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах. СПб.: Недра, 2010. – 560 с.
3. Виноградов В.Г., Малкин А.Я. Реология полимеров.- М.: Химия, 1977. – 440 с.
4. Урьев Н.Б. Высококонцентрированные дисперсные системы.- М.: Химия, 1980. – 320 с.
5. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика. М.: Наука, 1979. – 384 с.
6. ГОСТ 29232-91 «Определение критической концентрации мицеллообразования».
7. ТУ 2216-007-22650721-12. Реагент ГПС-1 для внутрислоевого водоизоляции.

УДК 622.276.2.001.57

Фрактальный дренаж призабойной зоны пласта в скважинах

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

Сегодня в широкой практике нефтепромышленного дела для стимулирования добычи углеводородов наибольшее использование имеют два метода воздействия на призабойную зону пластов (ПЗП): гидроразрыв пласта (ГРП) и кислотные обработки интервала вскрытой мощности. Оба метода направлены на создание (расширение) каналов для увеличения притока пластовых флюидов в скважины. С их помощью решается и обратная задача – увеличение приемистости пластов в нагнетательных скважинах.

В последние годы ведутся опытные работы по внедрению кавитационно-акустического воздействия на продуктивные пласты в скважинах [1-4]. Инжиниринговая компания «РУС-ИННО» предлагает недропользователям данную технологию в формате сервисных услуг с обязательным инженерным сопровождением. Как показал промысловый опыт, передача новых технологий специалистам по капитальному или профилактическому ремонту скважин не всегда дает ожидаемую отдачу, тем более, когда технология требует обучения или дополнительных специальных

знаний, а также необходимого уровня квалификации.

Для достижения максимальной отдачи внедряемой технологии целесообразнее пригласить в спарринг-партнеры сервисную организацию, которая совместно с бригадой капитального ремонта скважин (КРС) выполнит скважинные операции в нужном объеме и качестве и с получением надлежащего результата.

Представляется необходимым оценить и сравнить эффективность и смысловое значение традиционного ГРП и кавитационно-акустической обработки пластов.

Технология ГРП, по сути своей, сводится к тому, чтобы создать в пласте одну магистральную трещину большой протяженности и закрепить ее дисперсным наполнителем (песок, проппант). Эта трещина начинает развиваться от некоторой зачаточной трещины, а затем разрыв коллектора продолжается путем слияния множества тектонически заложенных в породе микро и макротрещин. Таким образом, распространение разрыва горной породы идет в направлении ориентации тектонических трещин сдвига, как показано на рис. 1а.

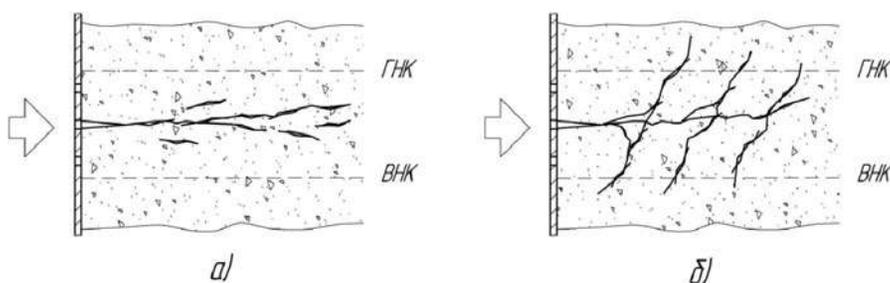


Рис. 1. Ориентация тектонических трещин и их слияние при проведении ГРП (ГНК – газонефтяной контакт; ВНК – водонефтяной контакт; > - зачаточная трещина).

Образование магистральной трещины разрыва при ГРП с заполнением её дисперсным материалом (если жидкость-носитель полностью извлекается обратно, а закрепитель остается) дает ожидаемый прирост дебита пластовых флюидов в ~2-3 раза против исходного значения. Более высокий результат обычно бывает на начальной стадии эксплуатации месторождения. Здесь следует заметить, что повторение ГРП в данной скважине и данном интервале разреза ничего дать не может.

Развитие магистральной трещины гидроразрыва процесс «слепой», т.к. заведомо неизвестно напряженно-деформированное состояние (НДС) пласта, а тем более его локальные условия в точке заложения скважины. Если тектонические трещины направлены вкрест простираения пласта, то ГРП, соединяя их, соединяет водяную, нефтяную и газовую части пласта, что в итоге дает смешение пластовых флюидов и приводит к увеличению воды в составе добываемой продукции (рис. 1, б).

Негативная сторона ГРП и его разновидностей заключается, прежде всего, в том, что глубокие магистральные трещины общей длиной до 300 м и более формируют в пластах ручьевую систему потоков при сгущенной сетке скважин (250-400 м между скважинами). Поэтому при закачке воды для поддержания пластового давления и баланса замещения нефтяная залежь разрезается ручьевыми потоками воды и продукция в добывающих скважинах быстро обводняется. Но еще более тяжёлая ситуация складывается в капиллярно-поровой (плотной) части коллектора: ручьевые потоки воды, обходя плотные части нефтяной залежи, блокируют выход нефти из них в проточную дренажную систему трещин по условиям капиллярных сопротивлений и заключенная там

нефть становится практически неизвлекаемой. Отсюда коэффициент извлечения нефти (КИН), как правило, не превышает 0,3.

Альтернативным решением для замены ГРП является применение кавитационно-акустического воздействия (КАВ) на пласт, позволяющий осуществлять фрактальный дренаж ПЗП, т.е. создавать в окрестности скважины сеть микротрещин путем действия на коллектор высокочастотных ударных волн.

Отличительными особенностями КАВ являются:

1. обработка ведется по точкам с интервалом 0,2–0,5 м по всей вскрытой мощности пласта, что обеспечивает выравнивание профиля притока (или приёмности);

2. при трёхслойном или двухслойном стратиграфическом положении флюидной системы пласта (газ-нефть-вода или нефть-вода) обработка ведётся селективно в нефтяной части, что дает возможность дренировать выход нефти и тем самым существенно снизить оводненность продукции;

3. КАВ периодически можно повторять и таким образом систематически поднимать уровень добычи нефти при эксплуатации данного объекта;

4. ударные и акустические волны, генерируемые на забое и радиально направленные в пласт, учитывая сжимаемость газожидкостной смеси пластовых флюидов, распространяются на многие километры от скважины, где работает источник колебаний. Это позволяет не только дренировать ПЗП, но и удаленные участки продуктивной залежи, а также получать отклик в реагирующих скважинах ближайшего окружения;

5. при работе кавитатора на забое (в интервале перфорации) одновременно с высокочастотным им-

пульсным воздействием на пласт в скважине с той же частотой пульсирует на выходе из колонны НКТ локальная зона разряжения (кавитационная каверна), которая в момент схлопывания создает эффект всасывания за счет разности пластового давления и давления в полости разряжения. В результате такого действия происходит очистка ПЗП и фильтра (если таковой имеется) от коагулирующих частиц (песка, глины, парафинов и солей), вынос которых из скважины осуществляется за счёт циркуляции промывочной жидкости (вода, нефть, конденсат, эмульсия и т.д.).

Технологические достоинства КАВ заключаются в следующем:

а. скважина не пакеруется и процесс идет как обычная промывка забоя, но с высоким расходом промывочной жидкости;

б. для промывки к скважине подключаются два насосных агрегата типа АН-700 или ЦА-400 и промежуточная ёмкость для очистки промывочной жидкости при замкнутой схеме циркуляции;

с. закрепление зоны фрактального разрыва пласта не производится за ненадобностью: создание многочисленных микро и макротрещин в ПЗП не требует закачки в пласт расклинивающего материала, что существенно упрощает и удешевляет операцию дренирования скважины;

д. данный способ дренирования ПЗП хорошо совмещается с кислотными обработками пласта, повышая эффект последних в 2-3 раза за счет увеличения глубины проникновения кислоты в пласт. При этом кислота может закачиваться в пласт сразу после КАВ, без подъема колонны НКТ;

е. поточечная обработка пласта в нагнетательных скважинах дает возможность легко и быстро выравнивать профиль приёмности и доводить ее уровень до требуемых по проекту величин.

Перспективность и целесообразность использования КАВ для заказчика:

- отсутствие химических реагентов, наносящих вред и загрязнение окружающей среде;

- низкая себестоимость по сравнению с ГРП;

- высокая экономическая эффективность;

- при более масштабном подходе технология КАВ может быть задей-

стнована для вытеснения нефти из застойных зон пласта;

- в отличие от ГРП на КАВ откликаются соседние скважины, что дает дополнительный эффект добычи нефти.

Опытные работы по применению технологии фрактально-кавитационного дренирования (ФКД) в добывающих и нагнетательных скважинах автором были начаты в 85-90х годах XX века. Сейчас они планируются к более широкому внедрению. Для достижения результатов дренирования ПЗП нами разработан ряд гидродинамических кавитаторов различного принципа действия, специализированных под различные геологические

условия и глубины скважин. Однако из-за тяжелого режима работы и многих видов износа один кавитатор способен обеспечить обработку лишь одной скважины.

Расчеты рабочих режимов производятся по специальной программе на базе заданной исходной информации по скважине, которая предоставляется заказчиком. Работы на скважине выполняются бригадами КРС с приданной группой инженерного сопровождения. Время работы кавитатора на одной точке от 2-4 часов, количество точек определяется мощностью пласта и шагом их расстановки. Выбор промывочного агента диктуется заказчиком.

Сравнительная эффективность ГРП и ФКД (по приточности продуктивных объектов) заключается в следующем.

Ранее в статье [5] автор обобщил опыт ГРП в СССР с 1954 по 1970 г.г. В частности там приводился результат на Туймазинском нефтяном месторождении, где после ГРП добыча продукции возросла с 2 м³/сут до 35 м³/сут. На более поздних стадиях эксплуатации там же результативность уже другая (табл. 1).

Эти данные хорошо иллюстрируют тот факт, что когда запас пластовой энергии не израсходован можно ожидать от ГРП высоких пиковых результатов, а потом они не превышают 1,5-3 раза исходные значения (табл. 2).

Таблица 1. Результаты гидроразрывов пласта на Туймазинском нефтяном месторождении (Республика Башкортостан).

Дата проведения ГРП	№ скважины	До ГРП			После ГРП			Время работы скважины после ГРП, сут.
		дебит по нефти, м ³ /сут.	дебит по жидкости, м ³ /сут.	обводненность продукции, %	дебит по нефти, м ³ /сут.	дебит по жидкости, м ³ /сут.	обводненность продукции, %	
02.07.2003	222	1,7	2,0	5,0	4,0	5,0	10,0	912
26.07.2004	233	0,8	0,9	6,5	2,6	3,1	7,3	522
12.08.2004	218	0,4	0,5	2,7	3,0	3,5	5,7	506
20.08.2004	161	1,1	1,4	6,0	1,7	2,0	7,0	498
27.08.2004	162	1,0	1,2	4,5	3,4	4,1	5,7	491
01.08.2005	224	2,8	3,0	6,7	5,7	7,0	8,0	153
02.08.2005	69	2,7	3,0	10,0	5,5	7,0	12,0	152

Таблица 2. Некоторые результаты применения технологии ФКД.

Год	Месторождение, разведочная площадь	Номер скважины	Назначение скважины	Результаты обработки		Дополнительные сведения
				до м ³ /сут	после м ³ /сут	
1988	Тяновское м-е (Тюменская область)	574	разведочная			приток нефти увеличился в 3 раза
1990	Западно-Перевальная площадь (Тюменская область)	130	разведочная			приток нефти увеличился в 3 раза
1990	Имилорская площадь (Тюменская область)	512	разведочная			приток нефти увеличился в 2,5 раза

Таблица 2 (продолжение). Некоторые результаты применения технологии ФКД.

Год	Месторождение, разведочная площадь	Номер скважины	Назначение скважины	Результаты обработки		Дополнительные сведения
				до м ³ /сут	после м ³ /сут	
1990	Северо-Ходаюская площадь (Тимано-Печорская НПП)	21	разведочная	6	39	с закачкой соляной кислоты
1991	Большеавральная площадь (Волго-Уральская НПП)	26	разведочная	6	126	с закачкой соляной кислоты
1992	Лебяжье м-е (Ульяновская область)	3	разведочная	4,5	11	приток нефти увеличился в 2,5 раза
1993	Ватьеганское м-е (Тюменская область)	1845 куст 20	добывающая	0	80	
>>	Ватьеганское м-е (Тюменская область)	5488 куст 172	нагнетательная	0	240	
1993	Мещеряковское м-е (Ижевская область)	3304	добывающая			приток нефти увеличился в 3 раза
1994	Западно-Варьеганское м-е (Тюменская область)	1749 куст 2	нагнетательная	0	352	при давлении закачки ΔP = 150 атм
>>	Западно-Варьеганское м-е (Тюменская область)	1127 куст 2	нагнетательная	0	320	при давлении закачки ΔP = 175 атм
>>	Западно-Варьеганское м-е (Тюменская область)	2051 куст 302	нагнетательная	80	290	при давлении закачки ΔP = 200 атм
1995	Сарымо-Русскинское м-е (Тюменская область)	4400 куст 2	добывающая	1	13,5	
>>	Сарымо-Русскинское м-е (Тюменская область)	2457 куст 2	добывающая	2	15	
>>	Сарымо-Русскинское м-е (Тюменская область)	4535 куст 2	добывающая	1	17	
>>	Сарымо-Русскинское м-е (Тюменская область)	4401 куст 1	добывающая	2	14	
1995	Орехово-Ермаковское м-е (Тюменская область)	1314 куст 286бис	добывающая	8	19	
>>	Орехово-Ермаковское м-е (Тюменская область)	1465 куст 301бис	добывающая	19	61	
1997	Южно-Харампурское м-е (Тюменская область)	812 куст 10	нагнетательная	35	380	при давлении закачки ΔP = 130 атм
2000	Оман	1	добывающая	32	62	горизонтальные отводы
>>	Оман	2	добывающая	14	69	горизонтальные отводы

Таблица 2 (окончание). Некоторые результаты применения технологии ФКД.

Год	Месторождение, разведочная площадь	Номер скважины	Назначение скважины	Результаты обработки		Дополнительные сведения
				до м ³ /сут	после м ³ /сут	
>>	Оман	3	добывающая	18	73	горизонтальные отводы
2001	Аганское м-е (Тюменская обл)	1335 куст 121	добывающая	15	27	промывка скважины нефтью, снижение обводнения продукции на 10 %
>>	Аганское м-е (Тюменская обл)	1669 куст 137	добывающая	6	17	промывка скважины нефтью, снижение обводнения продукции на 10 %
>>	Аганское м-е (Тюменская обл)	1360 куст 118	добывающая	13	22	промывка скважины нефтью, снижение обводнения продукции на 10 %
2001	Окружное м-е (о. Сахалин)	3	нагнетательная			увеличение приемистости пласта на 60%
2001	М-е Восточный Кайган (о. Сахалин)	2	разведочная	0,6	10	очистка ПЗП от кольматантов
2007	Пунгинское ПХГ	516бис	добывающая газовая скважина			прирост выхода газа из пласта на 25%
2007	Уренгойское м-е (Тюменская область)	51	нагнетательная	0	1200	
2013	Линейное м-е (Томская область)	212	пьезо-метрическая	0,8	3	появилась нефть
2013	Линейное м-е (Томская область)	208	добывающая	1,5	7,5	
2013	Линейное м-е (Томская область)	110	нагнетательная	40	124	при давлении закачки ΔP = 200 атм

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванников В.И. Интенсификация притоков нефти и газа в скважинах. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», - 2004. - № 1. - с. 27-30.
 2. Иванников В.И., Иванников И.В. Кавитация и перспективы ее использования в нефтегазовой отрасли. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», - 2010. - № 3. - с. 14-19.
 3. Иванников В.И., Иванников И.В. Кавитация и возможности ее применения при бурении, освоении и эксплуатации скважин. // Строительство нефтяных

и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», - 2000. - №12. - с. 16-20.
 4. Иванников В.И. Кавитация и ее приложения в нефтегазовом производстве. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», - 2002. - №7. - с. 10-17.
 5. Иванников В.И. История и перспективы применения методов и технологий разрыва продуктивных пластов в скважинах. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», -2004. - №7. - с. 46-53.

Особенности нормирования технологических потерь нефти для месторождений, имеющих сложную систему сбора и подготовки продукции

К.А. Ковалев – канд. техн. наук, зав. сектором; А.Э. Гафурова - инженер; Н.В. Григорьев - инженер (ГатНИПИнефть)

Технологические потери (ТП) нефти – это часть добытого, но неиспользованного ценного энергетического сырья. Кроме того, они зачастую становятся причиной загрязнения окружающей среды. Под ТП нефти следует понимать безвозвратные потери (уменьшение массы) нефти, связанные с реализуемыми техническими проектами обустройства месторождений и обусловленные технологическими особенностями производственного цикла, а также физико-химическими характеристиками добываемой из недр нефти.

На основе утвержденных проектов разработки месторождения и его промышленного обустройства с изменениями и дополнениями, внесенными в установленном порядке, субъектами хозяйственной деятельности осуществляется подготовка материалов по обоснованию нормативов технологических потерь (НТП) нефти для утверждения. Приказом Минэнерго России в целях определения способов и методов оценки потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений, с учетом требований налогового законодательства Российской Федерации утверждены «Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти» [1].

Согласно данным рекомендациям выделяют три основных вида ТП:

- испарение нефти;
- унос капельной нефти потоком нефтяного (попутного) газа;
- унос капельной нефти потоками нефтепромысловых дренажных вод.

Для расчета ТП нефти анализируют систему сбора продукции скважин каждого месторождения, определяя источники возникновения ТП, на которых производится хранение сырой нефти, сепарация (разделение) нефти, нефтяного газа и попутно добываемой пластовой воды, например:

- резервуары;
- устройства (установки) предварительного сброса воды;
- нефтегазовые сепараторы в составе дожимных насосных станций, территориально расположенные на месторождении или в составе комплексных сборных пунктов с частичным (или глубоким) обезвоживанием

добываемой нефти, транспортируемой далее на пункты (установки) подготовки нефти.

Согласно методическим рекомендациям расчет ТП от уноса капельной нефти потоком нефтяного газа рассчитывается по формулам (1) и (2)

$$P_{УГ} = \frac{q'_{УН} \cdot \bar{G}}{10^4}, \quad (1)$$

где $P_{УГ}$ – потери нефти от уноса потоком нефтяного газа, % (по массе);

$q'_{УН}$ – удельный унос капельной нефти потоком нефтяного (попутного) газа на ступени сепарации, г/м³;

\bar{G} – газовый фактор на ступени сепарации, м³/т.

Значение удельного уноса капельной нефти потоком нефтяного (попутного) газа за время конкретного измерения рассчитывают по формуле

$$q'_{УН} = \frac{(m_{СТ}^{ПЛОС} - m_{СТ}^{ДО}) \cdot (1 - \varphi^B) \rho' \cdot T'' \cdot p_c}{(\rho' \cdot (1 - \varphi^B) + \varphi^{BB} \cdot \rho_{ПЛ}) \cdot Q_{СЧ}'' \cdot p'' \cdot T_c}, \quad (2)$$

где $m_{СТ}^{ДО}$, $m_{СТ}^{ПЛОС}$ – масса фильтровального стакана с материалом до и после сброса газа, г;

φ^B – средневзвешенная объемная доля воды в жидкой составляющей скважинной продукции на месторождении (по данным нефтепромысловых служб);

$Q_{СЧ}''$ – объем газа, зафиксированный счетчиком за время одного измерения, м³;

p'' , T'' – абсолютные давление (кПа) и температура (К) нефтяного (попутного) газа в счетчике соответственно;

p_c , T_c – стандартные давление (100 кПа) и температура (293 К) соответственно;

ρ' – плотность капельной нефти (по данным нефтепромысловых служб), кг/м³;

$\rho_{ПЛ}^B$ – плотность попутно добываемой пластовой воды (по данным нефтепромысловых служб), кг/м³.

Потери нефти от уноса сточными водами в процессе промыслового сбора и подготовки нефти рассчитывают по формуле

$$P_{\text{УВ}} = \frac{C'_B}{10^4} \cdot \left(\frac{\varphi^B}{1-\varphi^B} \cdot \frac{1}{\rho'} + \frac{Q^B}{q'} \right)$$

где $P_{\text{УВ}}$ – потери нефти от уноса сточными водами, % (по массе);

C'_B – концентрация капельной нефти в дренажной (сточной) воде, мг/дм³;

ρ' – плотность капельной нефти, 10⁻³ (кг/м³);

Q^B – среднесуточный расход воды для обессоливания, м³/сут;

q' – среднесуточная добыча нефти на месторождении, т/сут.

Из формул видно, что основными параметрами, влияющими на расчет ТП от уноса капельной нефти потоком нефтяного газа и дренажными водами, помимо газового фактора и обводнённости добываемой газонефтяной смеси, являются удельный унос нефти потоком газа и дренажной водой на каждом объекте.

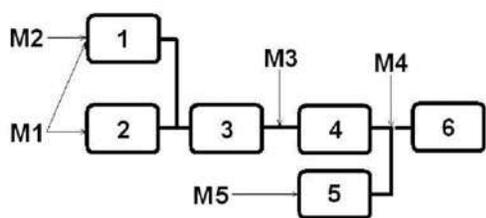


Рис. 1. Система сбора и подготовки продукции скважин месторождений М1-М5.

При выделении отдельных объектов промысловой подготовки нефти для каждого месторождения перед субъектами хозяйственной деятельности возникает ряд вопросов, решение которых сказывается на величине НТП.

Ввиду того, что системы сбора продукции скважин могут иметь разнообразный вид и зачастую предназначены для подготовки нефти из нескольких месторождений, а объекты подготовки нефти имеют различные технологические режимы, осуществлять анализ технологических схем систем сбора становится затруднительно.

По теоретической модели системы сбора и подготовки продукции скважин месторождений М1-М5, представленной на рис. 1, определяем объекты и места возможного возникновения ТП. На основе данных, представленных в табл. 1 и 2, можно произвести разработку НТП при условии, что сепарация и сброс воды происходят на каждом объекте. В случае отдельного рассмотрения месторождений расчет НТП может иметь неточный характер.

Таблица 1. Технологические параметры по месторождениям.

Месторождение	Добыча, тыс. т/год	Газовый фактор, м ³ /т	Обводнённость, %
М1 (1-й поток)	80	40	20
М1 (2-й поток)	120	60	20
М1 (общее)	200	52	20
М2	160	100	50
М3	40	10	2
М4	100	18	67
М5	80	20	40

Таблица 2. Технологические параметры по объектам.

Объект	Количество нефти, тыс. т/год	Газовый фактор, м ³ /т	Обводнённость, %
1	Вх.	240	80
	Вых.	240	60
2	Вх.	120	60
	Вых.	120	30
3	Вх.	360	50
	Вых.	360	20
4	Вх.	400	19
	Вых.	400	10
5	Вх.	80	20
	Вых.	80	0
6	Вх.	580	10
	Вых.	580	0

Месторождение М1 ввиду особенности строения пласта, конструкции добывающих скважин и прочих причин обладает различным газовым фактором. Так, первый поток с газовым фактором 40 м³/т, смешиваясь с нефтью месторождения М2, газовый фактор которой составляет 100 м³/т, поступает на объект 1. Средневзвешенный газовый фактор для нефти обоих месторождений на входе в объект 1 при указанных объемах добытой нефти составляет 80 м³/т.

Газовый фактор на ступени сепарации \bar{G} определяется как разница газового фактора на входе и на выходе из объекта (остаточный газовый фактор). Для объекта 1 \bar{G} составляет 20 м³/т (рис. 2).

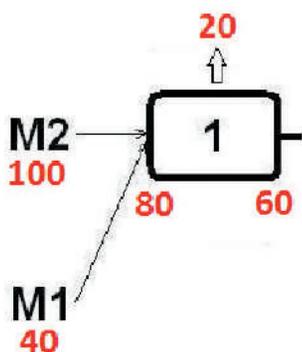


Рис. 2. Газовые факторы (m^3/t) для месторождений M1, M2 и объекта 1.

рождение M2 с газовым фактором $100 m^3/t$, потеряв всего $20 m^3/t$ при сепарации, на объекте стала содержать $60 m^3$ попутного нефтяного газа на тонну нефти.

Возможность смешения нефтей нескольких месторождений, невозможность локализации потоков нефти на объектах и учета всех факторов перераспределения газа между нефтями, разнообразие массообменных процессов, происходящих при разгазировании разных нефтей при одинаковых условиях, усложняют расчет ТП от уноса потоком газа.

Ввиду суммирования ТП всех объектов и полной дегазации нефти в процессе её подготовки решением проблемы учета и распределения выделившегося газа между месторождениями может стать использование \bar{G} в формуле (1) в качестве газового фактора месторождения для вычисления общих ТП нефти от уноса потоком газа. Для месторождения M1 в подобном решении необходимо использовать средневзвешенный по потокам газовый фактор ($52 m^3/t$).

Нефть месторождения M3 с обводненностью 2%, смешиваясь с нефтью после объекта 3 обводненностью 10%, поступает на объект 4, где происходит сброс воды, и нефть на выходе имеет обводненность 2%, т.е. фактически на объекте существуют места возникновения ТП от уноса дренажной водой (рис. 3).

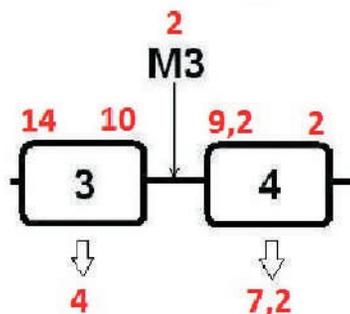


Рис. 3. Обводненность (%) на объектах 3, 4 и месторождении M3.

M3 означало бы отсутствие ТП от уноса дренажными водами даже при наличии сброса воды на объекте 4.

При определении ТП нефти от уноса потоком газа для объекта 1 системы обустройства нецелесообразно использовать в расчете для обоих месторождений газовый фактор, равный $20 m^3/t$. При отдельном рассмотрении видно, что нефть месторождения M1, имевшая газовый фактор $40 m^3/t$, на выходе из объекта стала более «газированной», а место-

в формуле (3) недостаточно правомерно использование средневзвешенной (ϕ^b) обводненности добываемой нефти. Из-за различия суммарного результата в случае перераспределения обводненности более закономерно было бы использование для каждого из объектов разницы параметра на входе и выходе. Это в случае частного рассмотрения месторождения

Если нефть одного месторождения, смешиваясь с нефтями других месторождений, поступает на объект, где происходит сброс воды, имеет обводненность, равную или меньше, чем на выходе из объекта, то расчет ТП от уноса дренажными водами для данного месторождения производиться не должен.

Нефть месторождения M4 поступает на последний объект системы нефтесбора, где в совокупности с остальной нефтью подготавливается до 1-й группы качества согласно [2]. Продукция скважин других месторождений имеет частичную подготовку, и расчет ТП для них на данном объекте не оправдан. Так, для месторождения M5 расчет ТП от уноса потоком газа на объекте 6 проводиться не должен, а для месторождений M3, M4 и M5 расчет ТП от уноса дренажными водами должен производиться исходя не из обводненности на входе в объект 6, а из индивидуальных значений данного параметра для каждой из нефтей (рис. 4).

На практике при расчете НТП встречаются гораздо более разнообразные системы сбора, анализ которых затруднен в силу тех или иных обстоятельств. Как было показано ранее, расчет НТП по объекту системы сбора имеет индивидуальный характер, не зависит от наличия мест возникновения ТП и не должен приниматься равным для всех разрабатываемых месторождений.

Решением возникающих проблем является локализация технологической системы сбора продукции скважин для всех месторождений, нефть которых проходит на ней подготовку. Это достаточно сложно, если у месторождений различные субъекты хозяйственной деятельности. Исходные данные, получаемые от них для расчета ТП, содержат только характеристики непосредственно разрабатываемых данным субъектом месторождений.

Другим решением может стать применение упрощений при анализе и расчете НТП по месторождениям. Расчет ТП от уноса потоком газа и дренажной водой можно провести на основе данных, поступающих от нефтепромысловых служб и предусмотренных требованиями ГОСТ к товарной нефти.

Учитывая, что расчет НТП ведется до объекта, на котором нефть подготавливается до 1-й группы согласно требованиям [4], можно считать, что для нефтей каждого месторождения вне зависимости от количества объектов подготовки в системе сбора газовый фактор и обводненность продукции скважин снижают до $0 m^3/t$ и 0,5% соответственно.

Кроме того, в соответствии с [3] допустимый удельный унос $q'_{вн}$ нефти при нагрузке, близкой к паспортной,

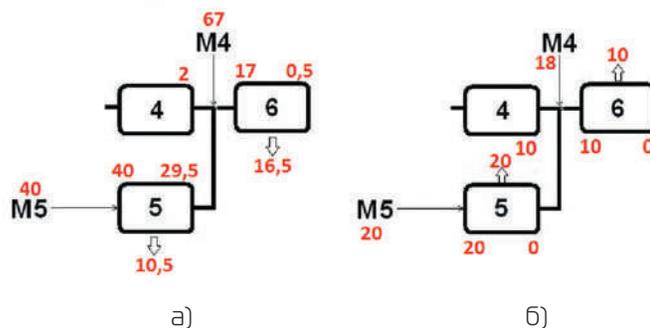


Рис. 4. Обводненность (%) (а) и газовый фактор (m^3/t) (б) на объектах 4, 5, 6 и месторождениях M4 и M5.

не должен превышать 0,1 г/м³, а в соответствии с [4] средневзвешенное содержание нефти в сточной воде C'_B не должно превышать 50 мг/дм³. Расчет ТП от уноса потоком газа по всем объектам сведется к формуле

$$P_{\text{уг}} = \frac{\bar{G}}{10^5}, \quad (4)$$

где \bar{G} – средневзвешенный газовый фактор по месторождению; от уноса дренажными водами

$$P_{\text{уб}} = \frac{50}{10^4} \cdot \left(\frac{(\varphi^B - 0,5)}{100 - (\varphi^B - 0,5)} \cdot \frac{1}{\rho'} + \frac{Q^B}{q'} \right). \quad (5)$$

Согласно [1] расчет ТП нефти от испарения должен производиться только для сырьевых, буферных и технологических резервуаров. Методика не предусматривает расчета соответствующего параметра для товарных резервуаров. Однако это требование закономерно лишь для объектов, на которых происходит стабилизация нефти и которые являются последними в системе подготовки нефти до 1-й группы качества согласно [2]. Товарные резервуары на предыдущих объектах технически можно считать сырьевыми на последующих.

Выводы

Анализ технологических схем сбора продукции скважин нескольких месторождений сложен и должен производиться путем локализации системы нефтесбора и получением данных от всех субъектов хозяйственной деятельности.

УДК 622.242.4

Повышение надежности нефтегазовых подводных сооружений

Г.А. Булычев – канд. техн. наук, профессор;
В.А. Перфилов – доктор техн. наук, профессор;
И.А. Томарева – канд. техн. наук, доцент
(Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет)
Ф.Г. Булычев – ведущий инженер
(ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»)

Современные возрастающие объёмы нефтегазовых работ на морских акваториях требуют дальнейшего углубления научно-практического их осмысления. Традиционные приёмы разработки и эксплуатации залежей углеводородов вынуждают не только учитывать разнообразие природно-климатических, геолого-гидрологических усло-

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки и обустройства и месторождений: утв. Министерством энергетики РФ 22.04.2009: введ. в действие с 22.04.2009.
2. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 2002-07-01. – М.: Госстандарт России, 2006. – 12 с.
3. РД 39-0004-90. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования: утв. Миннефтегазпром СССР, 21.03.1990: 68 с.
4. ОСТ 39-133-81. Вода для заводнения нефтяных пластов. Определение содержания нефти в промышленной сточной воде. – Введ. 1982-06-01. – М.: ВНИИ, 1982. – 8 с.

сроками и массовым оснащением электронной техникой при возрастающем дефиците творческих специалистов широкого профиля, требуют проведения опытно-исследовательских работ непосредственно в условиях эксплуатации нефтегазовых объектов, при сокращении затрат средств и времени на лабораторные и пилотные испытания.

Обоснованность приведённых теоретических соображений рассмотрим на примере создания многоцелевой и многофункциональной техники [1] для условий быстроменяющихся параметров эксплуатации и режимов нефтегазовых технологий и промыслов.

Для оперативного решения усложняющихся промышленных систем одним из важнейших показателей становится параметр $N_{Ц}$ (показатель максимально широкого диапазона применимости техники многоцелевого назначения или многофункционального использования).

$$N_{Ц} = N_p / N_{Ф}, \quad (1)$$

где N_p и $N_{Ф}$ – соответственно показатели расчетной и фактической возможностей использования техники или технологии по виду рабочей среды, производительности, давлению, температуре и т.п., то есть по параметрам нефти, газа, конденсата, пластовой воды и т.д.

Наиболее перспективное оборудование должно обладать показателем $N_p \geq N_{Ф}$, т.е. диапазон применимости должен находиться в пределах $0 < N_{Ц} \leq 1$. Однако, следует отметить, что технико-экономические показатели многофункциональной техники тем лучше, чем строже учитывается фактор времени её эксплуатации, который здесь не только увеличивается на полный период использования системы, но и позволяет в более короткие сроки выполнять заказы промышленности за счёт резкого сокращения разновидности техники.

Если эксплуатационный показатель - фактор τ_3 времени представить, как отношение времени фактического использования $\tau_{Ф}$ техники к соответствующей ей расчётной величине

$$\tau_3 = \tau_{Ф} / \tau_p, \quad (2)$$

то и здесь очевидно, что многоцелевое оборудование, имеет показатель фактора времени $\tau_3 > 1$. Тогда как техника индивидуального (узкого) назначения $\tau_3 \rightarrow 0$, как быстро меняющиеся условия эксплуатации нефтегазовых объектов к понижению эффективности всей промышленной системы.

В результате можно сделать главный вывод об определенной обратно-пропорциональной взаимосвязи показателей диапазона применимости и показателя фактора времени через коэффициент их взаимосвязи.

$$E = N_{Ц} \times \tau_3 \quad (3)$$

или

$$N_{Ц} = E / \tau_3 = (1 / \tau_3) \times E \quad (4)$$

Опыт создания и промышленного использования разнообразных струйных, тепловых и теплоэжекторных установок [1] показывает высокую технико-экономическую эффективность приведённого нетрадиционного подхода к разработке техники и технологий.

Практичен вариант использования многоцелевого оборудования и для подводных работ на примере широкого применения резервуара – кессона РК на базе изобрете-

ния [2]. Здесь для сокращения всех видов затрат примем за основное оборудование стандартный резервуар из нормализованного ряда РВС – 500...50000 м³.

Задачей подводного комплекса здесь является создание многофункционального сооружения (рис. 1) с дистанционным управлением плавучести (погружения, всплытия), маневрирования в местах применения для повышения технико-экономической надежности подводных объектов.

Резервуар–кессон (РК) на базе РВС расчётного объёма со средней толщиной стенки 10 мм, когда избыточное давление в нем РК может достигать 200 мм вод. ст., а вакуум до 20 мм вод. ст. Поэтому разница давлений: $P_{нар}$ – гидростатическое давление столба воды в расчётной точке РК и $P_{вн}$ – внутреннее давление РК здесь же должна соответствовать

$$P = P_{нар} - P_{вн} \leq 4000 \text{ Па}. \quad (5)$$

Рассматриваемое устройство (рис. 1) включает гибкие шланги 3, 4 (линии сжатого газа, КИП и А) для регулирования величины P с судна 2-дистанционного управления всеми процессами работ. В результате резервуар-кессон 7 за счёт архимедовой силы может плавать, погружаться на любую глубину под собственным весом, зависать в заданной точке. Всплывать РК может с подъёмной силой в сотни тонн, благодаря регулируемому объёму, «воздушной» шапке 8, обеспечиваемому автоматически по

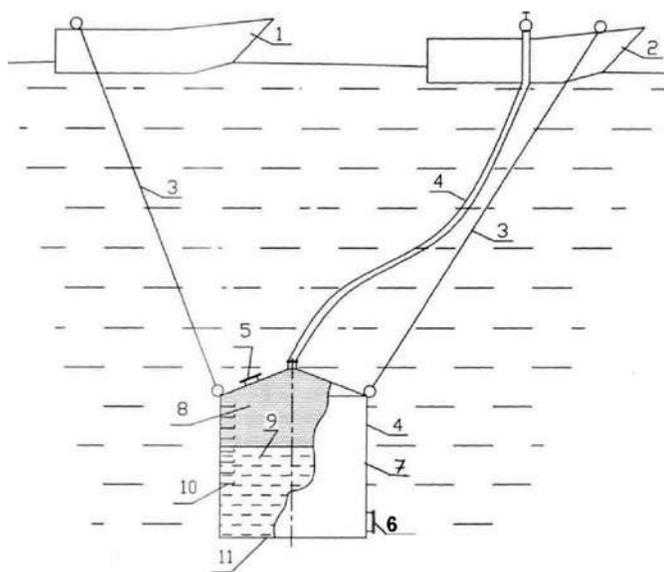


Рис. 1. Принципиальная схема размещения подводного резервуара-кессона РК-V с обвязкой для подводных работ:

- 1- вспомогательное судно;
- 2 - судно управления;
- 3 - буксировочные канаты;
- 4 - воздуховод с кабелем автоматического дистанционного управления РК-V;
- 5 - "световой люк";
- 6- люк-лаз;
- 7- корпус РК-V;
- 8 - "воздушная шапка";
- 9 - водяное заполнение;
- 10 - полки для размещения грузов;
- 11 - разъемное днище.

линии 4 к судну 2 управления, имеющему компрессор, ресивер с компьютеризацией всех работ.

В рассматриваемом случае архимедова сила N , действующая на РК, может определяться по зависимости

$$N = k \times V_{\text{РК}} \times \gamma_{\text{вод}} - G_{\text{РК}}, \quad (6)$$

где $k = 0...1$ – коэффициент заполнения объёма РК водой;

$V_{\text{РК}} = 1000 \text{ м}^3$ – принимаем объём РК из ряда резервуаров РВС-1000;

$\gamma_{\text{вод}} \sim 1050 \text{ кг/м}^3$ – средняя плотность воды;

$G_{\text{РК}} \sim 50000 \text{ кг}$ – ориентировочная масса резервуара – кессона с оснасткой.

На основании приведённых параметров, результаты предварительного расчёта сводим в табл. 1.

С позиций многофункционального использования рассматриваемого сооружения РК-V можно ожидать следующие возможности его применения.

1. Зависания над местом монтажа или ремонта трубопроводов, манифольдов и т.п. при любых климатических условиях.

2. Оперативное хранение и постоянная готовность аварийной техники и оборудования без подъема и привязки их к удалённым платформам.

3. Надводная или погружная мобильная база водолазных работ, в т.ч. при ледовых условиях.

4. При возгорании нефти на водной поверхности РК-V может служить спасательным средством для погружения персонала под воду и выхода в безопасную зону.

5. РК-V доступен для приёма продукции от подвижных буровых комплексов, в том числе при газопроявлениях.

6. Приём залповых выбросов при освоении нефтегазовых скважин.

Таблица 1.

Положение резервуара-кессона РК-V	Полезный объём РВС-1000, м ³	Масса РВС-1000, кг	Средняя плотность воды, кг/м ³	Подъёмная сила РК-V, кгс
1. Надводное при $k = 0$	1000	50 000	1050	1000000
2. Глубинное при $k = 0,5$	1000	50 000	1050	500 000
3. Придонное при $k = 1,0$	1000	50000	1050	-500 000*

7. Транспортное устройство для доставки грузов между платформами и маргинальными подводными скважинами

8. Подъём с больших глубин затонувших сооружений к поверхности водных акваторий.

9. База к разработке нормализованного ряда РК-V по ТЗ промышленных систем.

10. Локализация и сокращение потерь углеводородов в окружающую среду – основы к выполнению ТЭО для использования “Способ сбора нефти и газа из подводных аварийно фонтанирующих скважин” [2].

11. Возможно использование РК-V для выполнения подводных работ общепромышленного назначения.

Согласно перечисленным вариантам применения РК-V вполне оправдан предложенный многоцелевой подход к созданию техники с попутным многофункциональным её назначением.

При этом наглядным примером является и опыт разработки нефтегазового оборудования [3] инновационной или заимствованной техники.

Ориентировочные сравнительные показатели различных способов создания разработки приводятся в табл. 2.

Таблица 2.

Наименование техники, её обозначение	Назначение	База создания		
		НИОКР	Срок разработки, лет	Возможные цели
Опытно-промышленный подогреватель ПТБ-10	Нагрев нефти, нефтегазовых смесей	Печь международного применения “Юнифлакс	5	1-2
Нормализованный ряд стационарных подогревателей: ПТ-6,4/200 ПТ-16/150 ПТ-25/100	Нагрев нефти, газа, морской и пресной воды, различных жидких смесей	[3]*	2,5 2,5 2,5	5-7
Ряд резервар-кессон: РК-500 РК-1000 РК-3000	Повышение безопасности подводных работ при сокращении потерь углеводородов	[2]	2,0 2,2 2,5	6-9

В табл. 2, сравнивая ожидаемые показатели с параметрами опытно-промышленных НИОКР, можно углубить хозяйственный подход к располагаемым возможностям повышения надёжности инновационных решений, не отказываясь от использования традиционных предпроектных ТЭО с результирующим выходом на прибыль производства и окупаемость затрат.

Однако без нормативной базы энергетических расходов нет рационального планирования полной эффективности промысловых систем. Введение энергетических нормативов повышает убедительность применения инновационных решений РИТЭК по новой технике, технологиям и защите окружающей среды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Г.А. Булычев. Многоцелевая техника в нефтегазовом деле: от идеи до серийного производства. ВолГАСУ, 2009.
2. Г.Р. Булычев Способ сбора нефти и газа из подводных аварийно фонтанирующих скважин. Заявка № 2010134745 / 03 от 19.08.2010.
3. Г.А. Булычев и др. Газовая печь. А.С. № 576504 от 12.01.76.

УДК 624.92.074.4

Анализ модернизации отечественной нормативной резервуаростроительной документации

А.В. Шаматарев – инженер-проектировщик
(ООО «Нефтехимпроект»)

За последние несколько лет в России произошло обновление большинства важнейших нормативно-технических документов. Модернизация не обошла стороной и нефтегазовую и строительную отрасли. Актуализацию прошли такие важнейшие документы как СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия» [1], СНиП II-23-81* «Стальные конструкции» [2], СНиП II-7-81* «Строительство в сейсмических районах» [3] и другие нормативные документы. В современной редакции они приобрели новое название, став сводами правил, и приобрели значительно более широкое содержание, чем СНиП. Актуализированные СНиПы уделяют большое внимание динамическим нагрузкам, что выводит эти документы на другой качественный уровень, вместе с этим устанавливая более высокую планку к подготовке инженерных кадров, и качеству современного образования.

С актуализацией нормативно-технической базы возникла проблема соответствия старых и новых документов, вносящих определенные разногласия при расчете конструкций. В 2012 году в Болгарии проводилась ежегодная Международная научно-практическая конференция "Резервуаростроение в нефтяной, химической и газовой промышленности. Современные технологии и инновационные решения", на которой Еленицкий Э.Я. и Дидковский О.В. в своем докла-

де «Анализ изменений в нормативной базе по проектированию вертикальных цилиндрических стальных резервуаров» [4], подняли вопрос модернизации и актуализации современной нормативной резервуаростроительной документации. Изменения должны коснуться действующих стандартов ГОСТ 31385-2008 [5], СТО-СА-03-002-2009 [6], ИД-2010 [7] «изменения и дополнения за 2010 г.», для приведения в соответствие с обновленными документами [1, 2, 3], во избежание противоречий в нормативных документах.

В соответствии с приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 29.12.2012 г. № 802, с марта 2013 года прекратил действие документ ПБ 03-605-03 [8]. Взамен в силу вступил документ: «Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» (утвержден приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 г. № 780) далее "Руководство по безопасности" [9]. Подобная замена нормативных документов привела к ситуации, когда у проектировщиков не осталось ни одного обязательного профильного документа, который устанавливает строгие рамки проектирования резервуаров. На сегодняшний момент трудно оценить, как подобная замена нормативных

документов скажется на строительстве вновь проектируемых конструкциях. Потенциально это может привести к несоблюдению рекомендаций проектирования и возникновению значительной части брака при расчете, проектировании и последующем монтаже резервуаров.

Если провести детальное сравнение российских нормативных документов Руководства по безопасности [9], ГОСТ 31385-2008 [5], и зарубежных API650 [10], BS EN 1993-4-2:2007 Eurocode 3. Design of steel [11] и EN 14015-2009 [12], то можно выделить ряд разделов, которые полностью отсутствуют у отечественных аналогов, предлагаемых к использованию. К таким разделам относятся: расчёт сейсмостойкости резервуара и нагрузок на фундамент, расчёт резервуаров с защитной стеной и рекомендации по проектированию резервуаров с двойным днищем, расчёт допускаемых нагрузок на патрубки и конструкции очистного люка.

Ввиду наличия большого количества сейсмически активных районов в РФ, важнейшим разделом, отсутствующим в нормативной документации является расчёт сейсмостойкости резервуаров и расчёт нагрузок на фундамент в результате сейсмических воздействий. Единственные отечественные стандарты, которые позволяют произвести такие расчёты, являются стандарты организации [6] и [7]. Несмотря на то, что стандарты сравнительно новые они успели себя положительно зарекомендовать и успешно применяться многими проектными институтами. Также большим прорывом можно считать раздел позволяющий достоверно определять области допускаемых нагрузок на патрубки резервуара впервые появившийся в СТО, до этого этот раздел существовал только в API 650. В российских нормах этот раздел был детально переработан, используя метод конечных элементов. Детально с процессом разработки этого раздела можно ознакомиться в статье [13].

Особого внимания заслуживает раздел направленный на экологическую безопасность резервуарных парков и отдельно стоящих конструкций, включающий в себя расчет резервуаров с защитной стеной и рекомендации по проектированию резервуаров с двойным днищем. Во многом благодаря этим разделам в РФ начали появляться резервуары типа «стакан в стакане» и резервуары с двойным днищем, отличающиеся высокой безопасностью эксплуатации. Резервуары с двойным днищем стали все чаще появляться в столичных аэропортах, а резервуары с защитными стенками стали нормой для вновь строящихся нефтебаз [14, 15].

Актуализация СНИП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия» повлекла за собой увеличения изменения коэффициентов сочетания. Временные длительные нагрузки увеличились

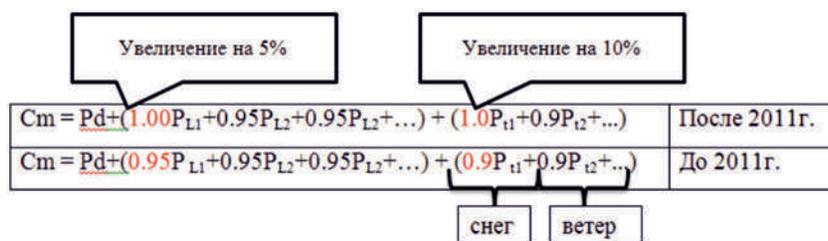


Рис. 1. Сравнительная схема коэффициентов сочетания СНИП 2.01.07-85* до и после 2011 г.

11.1.2 Нормативное значение ветровой нагрузки w следует определять как сумму средней w_m и пульсационной w_p составляющих

$$w = w_m + w_p \quad (11.1)$$

Рис. 2. Требование к определению ветровой нагрузки по СП 20.13330.2011.

на 5%, кратковременные на 10% (рис. 1). К длительным нагрузкам относятся вес продукта, дополнительного оборудования, избыточного давления и веса теплоизоляции. К кратковременным нагрузкам относятся ветровые и снеговые нагрузки.

Также серьезное изменение претерпела и ветровая нагрузка. Современный нормативный документ обязывает проектировщика учитывать и пульсационную составляющую, которая может давать значительное увеличение суммарной ветровой нагрузки от статической и пульсационной составляющей (рис. 2).

Изменения также коснулись и [2]. В частности важные изменения получили расчетные сопротивления стальных для строительства резервуаров и металлических конструкций. Для наглядности все значения до и после актуализации сведены в табл. 1.

При детальном сравнении документов можно наблюдать снижение расчетного сопротивления как у Ст3 так и у стали 09Г2С, являющиеся наиболее ходовыми при

Таблица 1. Сравнительная таблица расчетных сопротивлений.

Сталь	Толщина	Расчетное сопротивление проката		
		ГОСТ 27772	R_y	
			ГОСТ 14637 и ГОСТ 19281	после 2011 г.
	мм	МПа	МПа	МПа
С245 - ГОСТ 27772 Ст3 - ГОСТ 14637	2-20	240	235	240
С345 - ГОСТ 27772 09Г2С - ГОСТ 19281	2-9	320	310	335
	9-20		310	315
	20-32	300	290	290
	32-40		290	260

изготовлении резервуаров, в промежутке от 2-20 мм для Ст3 по ГОСТ 14637 и стали 09Г2С по ГОСТ 19281 в промежутке от 2-9 мм. Основные толщины листов, применяемые для изготовления резервуаров от 100-5000 м³, лежат в диапазоне от 6-9 мм. Уменьшенное расчетное сопротивление в актуализированном стандарте, дает рост толщины поясов резервуаров из условия прочности для огромного спектра типоразмеров резервуаров.

В качестве примера рассмотрим расчет резервуара объемом 5000 м³. Данный проект был рассчитан и спроектирован в 2010 г. для ООО «Няганской промышленно-строительной компании», расчетные данные резервуара приведены в табл. 2.

Таблица 2. Расчетные параметры для резервуара.

Основные эксплуатационные характеристики резервуара		
Параметры	Ед. изм.	Величина
1. Номинальный объем резервуара	м ³	5 000
2. Геометрический объем резервуара	м ³	5 121
3. Рабочий уровень налива продукта	мм	14 500
4. Объем продукта	м ³	4 984
5. Плотность продукта	т/м ³	1,0
6. Максимальная температура продукта	°С	+ 5
7. Внутреннее избыточное давление	кПа	нет
8. Относительный вакуум	кПа	нет
9. Температура наиболее холодных суток с обеспеченностью 0,98 по СНиП 23-01-99	°С	- 44
10. Расчетная температура металла	°С	- 39
11. Расчетная снеговая нагрузка	кПа	3,2
12. Нормативная ветровая нагрузка	кПа	0,3
13. Сейсмичность площадки строительства	баллов	нет
14. Толщина теплоизоляции на стенке	мм	100
15. Толщина теплоизоляции на крыше	мм	100
16. Припуск на коррозию стенки	мм	1
17. Припуск на коррозию днища	мм	1
18. Припуск на коррозию крыши	мм	нет
19. Срок службы резервуара	лет	30

Расчетные параметры

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Объем резервуара	V	м ³	5000
Высота резервуара	H	м	14,9
Радиус резервуара	r	м	10,46
Количество поясов	n	-	10
Типы крыши (1-сферич., 2-конич., 3-плавующая)	-	-	2
Высота крыши	H _{кр}	м	1,743
Площадь крыши	S _{кр}	м ²	348,29
Уклон конической крыши 1:?	-	-	6
Вес стационарной крыши	P _{кр}	МН	0,21174
Вес стационарного оборудования	P _{об}	МН	0,07404
Расстояние от верха стенки до ребра (верхнем поясе)	Z ₁	м	
Номер пояса с дополнительным ребром	k	м	
Расстояние от доп. ребра до верха пояса	Z ₂	м	
Погонный вес дополнительного ребра	P _д	кН/м	
Нормативное ветровое давление	P _{вет}	кПа	0,45
Расчетная снеговая нагрузка	P _{снег}	кПа	3,2
Вакуум (стационарная крыша)	P _{вак}	кПа	0

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Модуль упругости	E	МПа	206000
Высота верхнего пояса	H _{пояс}	м	1,49
Расчетная толщина верхнего пояса	t _{расч}	мм	6,2
Аэрод. коэффициент разряжения	c _з	-	0
Параметр участвующий в устойчивости стенки	δ, t/H _{пояс}	-	1667,10
Коэффициент для проверки устойчивости стенки	C	-	0,0681
Редуцированная высота (расчетная)	H _р	м	14,44
Меридиональное критическое напряжение	σ _{кр1}	МПа	8,32
Кольцевое критическое напряжения	σ _{кр2}	МПа	1,18
Козф. учитывающий форму стационарной крыши	Γ _к		1,00
Параметры утеплителя			
Вес 1м2 утеплителя стенки		кг/м2	10
Вес 1м2 обшивки утеплителя стенки		кг/м2	8
Вес 1м2 утеплителя крыши		кг/м2	10
Вес 1м2 обшивки утеплителя крыши		кг/м2	8
Вес 1м2 утеплителя и обшивки стенки		МН/м2	0,00018
Вес 1м2 утеплителя и обшивки крыши		МН/м2	0,00018

№ Пояса	Минусовой допуск на прокат, мм	Припуск на коррозию, мм	Номинальная толщина, мм	Расчетная толщина, мм	Высота пояса, м	Расчетная редуцированная высота H _р , м	Номинальная редуцированная высота H _р , м
1	0,8	1	9,00	7,20	1,49	1,03	1,11
2	0,8	1	8,00	6,20	1,49	1,49	1,49
3	0,8	1	8,00	6,20	1,49	1,49	1,49
4	0,8	1	8,00	6,20	1,49	1,49	1,49
5	0,8	1	8,00	6,20	1,49	1,49	1,49
6	0,8	1	8,00	6,20	1,49	1,49	1,49
7	0,8	1	8,00	6,20	1,49	1,49	1,49
8	0,8	1	8,00	6,20	1,49	1,49	1,49
9	0,8	1	8,00	6,20	1,49	1,49	1,49
10	0,8	1	8,00	6,20	1,49	1,49	1,49
11							
12							

Результаты расчета устойчивости стенки

№ Пояса	Вес пояса, МН	Нагрузка выше расчетной точки, МН	Вес теплоизоляции сверху, МН	Изменение ветровой нагрузки К	Меридиональное напряжение σ ₁ , МПа	Кольцевое напряжение σ ₂ , МПа	σ ₁ /σ _{кр1}	σ ₂ /σ _{кр2}	σ = σ ₁ /σ _{кр1} + σ ₂ /σ _{кр2}	Заключение об устойчивости (σ<1)
1	0,069	1,239	0,239	0,750	4,94	0,256	0,594	0,216	0,811	ОБЕСПЕЧЕНА
2	0,061	1,145	0,221	0,750	5,51	0,256	0,663	0,216	0,879	ОБЕСПЕЧЕНА
3	0,061	1,060	0,204	0,750	5,30	0,256	0,637	0,216	0,854	ОБЕСПЕЧЕНА
4	0,061	0,974	0,186	0,809	5,09	0,276	0,612	0,233	0,845	ОБЕСПЕЧЕНА
5	0,061	0,888	0,168	0,890	4,88	0,304	0,587	0,257	0,843	ОБЕСПЕЧЕНА
6	0,061	0,802	0,151	0,957	4,67	0,327	0,561	0,276	0,837	ОБЕСПЕЧЕНА
7	0,061	0,717	0,133	1,013	4,46	0,346	0,536	0,292	0,828	ОБЕСПЕЧЕНА
8	0,061	0,631	0,116	1,062	4,25	0,363	0,511	0,306	0,817	ОБЕСПЕЧЕНА
9	0,061	0,545	0,098	1,105	4,04	0,377	0,485	0,319	0,804	ОБЕСПЕЧЕНА
10	0,061	0,459	0,080	1,143	3,83	0,390	0,460	0,330	0,790	ОБЕСПЕЧЕНА
11										
12										

Рис. 3. Расчет стенки резервуара из условия устойчивости в соответствии со старыми СНиП и резервуаростроительными нормами.

Расчетные параметры

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Объем резервуара	V	м3	5000
Высота резервуара	H	м	14.9
Радиус резервуара	r	м	10.46
Количество поясов	n	-	10
Типы крыши (1-сферич., 2-конич., 3-плавающая)	-	-	2
Высота крыши	H _{кр}	м	1.743
Площадь крыши	S _{кр}	м2	348.29
Уклон конической крыши 1:?	-	-	6
Вес стационарной крыши	P _{кр}	МН	0.21174
Вес стационарного оборудования	P _{об}	МН	0.07404
Расстояние от верха стенки до ребра (верхнем поясе)	Z ₁	м	
Номер пояса с дополнительным ребром	k	м	
Расстояние от доп. ребра до верха пояса	Z ₂	м	
Погонный вес дополнительного ребра	P _д	кН/м	
Нормативное ветровое давление	P _{вет}	кПа	0.3
Расчетная снеговая нагрузка	P _{снег}	кПа	3.2
Вакуум (стационарная крыша)	P _{вак}	кПа	0

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Модуль упругости	E	МПа	206000
Высота верхнего пояса	H _{пояс}	м	1.49
Расчетная толщина верхнего пояса	t _{расч}	мм	5.4
Аэрод коэффициент разряжения	c ₁	-	0
Параметр участвующий в устойчивости стенки	δ, r/H _{пояс}	-	1937.04
Коэффициент для проверки устойчивости стенки	C	-	0.0656
Редуцированная высота (расчетная)	H _р	м	13.70
Меридиональное критическое напряжение	σ _{кр1}	МПа	6.98
Кольцевое критическое напряжения	σ _{кр2}	МПа	1.01
Коеф. учитывающий форму стационарной крыши	i _к		1.00
Параметры утеплителя			
Вес 1м2 утеплителя стенки		кг/м2	10
Вес 1м2 обшивки утеплителя стенки		кг/м2	8
Вес 1м2 утеплителя крыши		кг/м2	10
Вес 1м2 обшивки утеплителя крыши		кг/м2	8
Вес 1м2 утеплителя и обшивки стенки		МН/м2	0.00018
Вес 1м2 утеплителя и обшивки крыши		МН/м2	0.00018

№ Пояса	Миллисовой допуск на прелат, мм	Припуск на коррозию, мм	Номинальная толщина, мм	Расчетная толщина, мм	Высота пояса, м	Расчетная редуцированная высота H _р , м	Номинальная редуцированная W _г , м
1	0.8	1	9.00	7.20	1.49	0.73	0.79
2	0.8	1	8.00	6.20	1.49	1.05	1.07
3	0.6	1	7.00	5.40	1.49	1.49	1.49
4	0.6	1	7.00	5.40	1.49	1.49	1.49
5	0.6	1	7.00	5.40	1.49	1.49	1.49
6	0.6	1	7.00	5.40	1.49	1.49	1.49
7	0.6	1	7.00	5.40	1.49	1.49	1.49
8	0.6	1	7.00	5.40	1.49	1.49	1.49
9	0.6	1	7.00	5.40	1.49	1.49	1.49
10	0.6	1	7.00	5.40	1.49	1.49	1.49
11							
12							

Результаты расчета устойчивости стенки

№ Пояса	Вес пояса, МН	Нагрузка выше расчетной точки, МН	Вес теплоизоляции сверху, МН	Изменение ветровой нагрузки К	Меридиональное напряжение «1», МПа	Кольцевое напряжение «2», МПа	σ ₁ /σ _{кр1}	σ ₂ /σ _{кр2}	σ = σ ₁ /σ _{кр1} + σ ₂ /σ _{кр2}	Заключение об устойчивости (с/1)
1	0.069	1.175	0.239	0.750	4.58	0.196	0.656	0.193	0.849	ОБЕСПЕЧЕНА
2	0.061	1.081	0.221	0.750	5.08	0.196	0.729	0.193	0.922	ОБЕСПЕЧЕНА
3	0.053	0.996	0.204	0.750	5.60	0.196	0.802	0.193	0.995	ОБЕСПЕЧЕНА
4	0.053	0.918	0.186	0.809	5.38	0.211	0.770	0.208	0.979	ОБЕСПЕЧЕНА
5	0.053	0.840	0.168	0.890	5.16	0.233	0.739	0.229	0.968	ОБЕСПЕЧЕНА
6	0.053	0.762	0.151	0.957	4.94	0.250	0.708	0.247	0.954	ОБЕСПЕЧЕНА
7	0.053	0.685	0.133	1.013	4.72	0.265	0.676	0.261	0.937	ОБЕСПЕЧЕНА
8	0.053	0.607	0.116	1.062	4.50	0.278	0.645	0.274	0.918	ОБЕСПЕЧЕНА
9	0.053	0.529	0.098	1.105	4.28	0.289	0.613	0.285	0.898	ОБЕСПЕЧЕНА
10	0.053	0.451	0.080	1.143	4.06	0.299	0.582	0.295	0.877	ОБЕСПЕЧЕНА
11										
12										

Рассмотрим критерий устойчивости стенки данного резервуара. Расчет проводится в соответствии с п. 9.2.3 документа [6, 7]. Для получения верного результата, который соответствует современному СП «нагрузки и воздействия», требуется скорректировать коэффициенты сочетания нагрузок для формул определения меридионального и кольцевого напряжений в стенке и учесть пульсационную составляющую ветровой нагрузки. На рис. 3 представлен расчёт по старым нормативным документам. Рис. 4 отображает скорректированный расчёт стенки в соответствии с актуализированными документами, из которого видно, насколько увеличилась толщина стенки резервуара для обеспечения ее устойчивости. В результате расчёта выяснилось, для того что бы обеспечить устойчивость всех поясов стенки было достаточно стенки толщин поясов стенки 9 мм, 8 мм, 7 мм. В результате расчета по актуализированным документам толщины поясов стенки возросли до 9 мм, 8 мм. В данном случае только вес стенки резервуара увеличился на 6256 кг, или 10% от общего веса стенки. В среднем толщина стенки для разных типоразмеров резервуаров, увеличится на 5-7%. Безусловно, существуют более эф-

фективные способы обеспечения устойчивости стенки, такие как, например, установка колец жесткости. Нетрудно прикинуть насколько увеличится стоимость конструкций и какие затраты понесет нефтегазовый комплекс, в связи с изменениями, внесенными нормативную документацию. Поскольку Российская федерация является крупнейшим европейским поставщиком углеводородного сырья и его объёмы каждый год растут, едва ли такие затраты и издержки согласуются с приоритетами в энергетической политике страны.

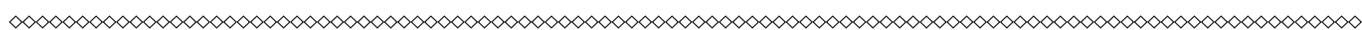
ЛИТЕРАТУРА

1. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* «Нагрузки и воздействия» СП 20.13330.2011.
2. Актуализированная редакция СНиП II-23-81* «Стальные конструкции» СП 16.13330.2011.
3. Актуализированная редакция СНиП II-7-81* «Строительство в сейсмических районах» СП 14.13330.2011.

Рис. 4. Расчет стенки резервуара из условия устойчивости в соответствии с актуализированными СНиП и резервуаростроительными нормами.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

4. Еленицкий Э.Я., Дидковский О.В. Доклад «Анализ изменений в нормативной базе по проектированию вертикальных цилиндрических стальных резервуаров». <http://rustank.ru/events/2016/reports/2118/>.
5. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов ГОСТ 31385-2008.
6. Правила проектирования, изготовления и монтажа вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов СТО-СА-03-002-2009.
7. Изменения и дополнения за 2010г. (ИД-2010) к стандарту организации СТО-СА-03-002-2009.
8. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов ПБ 03-605-03. 2003.
9. «Руководство по безопасности вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 г. № 780).
10. American petroleum Institute, API Standart 650 11th Edition, Addendum 3 (2011).
11. BS EN 1993-4-2:2007 Eurocode 3. Design of steel.
12. EN 14015-2009.
13. Еленицкий Э.Я. Проблемы оценки прочности напряженных участков резервуарных конструкций // Нефть, газ и бизнес. – М.: РГУ нефти и газа, - 2006 - № 5.
14. Еленицкий Э.Я., Дидковский О.В. Худяков О.В. «Повышение безопасности резервуарных парков за счет применения резервуаров со стальной защитной стенкой» // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – М.: Национальный институт нефти и газа, – 2007 - №1- с. 17-22.
15. Шаматарев А.В. Развитие строительства резервуаров с двойным дном // Инженер нефтяник.- М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2012- № 1. – с. 40-43
16. ГОСТ 14637-89 прокат толстолистовой из углеродистой стали обыкновенного качества.
17. ГОСТ 19281-89 прокат из стали повышенной прочности.
18. ГОСТ 27772-88 прокат для строительных стальных конструкций.



И.Ю. Быков, В.Ф. Бочарников, В.Н. Ивановский, Н.Д. Цхадая, А.А. Мордвинов

«Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: Учебник для вузов», Том 1.

УДК 622.24.622.32.004.67.002.72. (075:8)

ББК 33.36

ISBN 978-5-9902052-7-7

В учебном пособии изложены основные технологические процессы добычи нефти и газа, классификация машин и оборудования, применяемых для этой цели, представлено оборудование для эксплуатации скважин фонтанным и газлифтным способами, с использованием штанговых и погружных насосов разного принципа действия. Рассмотрены технологические процессы и оборудование для интенсификации добычи нефти и газа, а также оборудование и системы сбора и подготовки добытых флюидов к транспортировке.

Текст составлен на основе анализа и обобщения отечественных и зарубежных публикаций с использованием технических и коммерческих каталогов нефтегазопромыслового оборудования.

Учебник предназначен для студентов вузов и факультетов, обучающихся по специальности «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов». Кроме того, он может быть полезен инженерно-техническим работникам нефтегазовой отрасли.

Разделы тома:

Глава 1. Основные технологические процессы добычи нефти и газа.

Глава 2. Классификация, конструктивные схемы оборудования и устройств для добычи нефти и газа.

Глава 3. Оборудование эксплуатационной скважины.

Глава 4. Технологические процессы, происходящие в скважинах.

Глава 5. Оборудование для эксплуатации скважин фонтанным и газлифтным способом.

Глава 6. Оборудование для эксплуатации скважин штанговыми скважинными насосами.

Глава 7. Оборудование для эксплуатации скважин винтовыми штанговыми насосами.

© Коллектив авторов, 2013

© Оформление ООО «Издательство «Энерджи Пресс», 2013

Для приобретения учебника достаточно заполнить форму по адресу:

<http://www.glavteh.ru/manual/>

или обратиться к Анне Фроловой. Тел.: +7 (905) 762-68-09, Факс: +7 (495) 371-01-74, 371-05-74

E-mail: **a.frolova@glavteh.ru**



Профессор Валерий Владимирович Кульчицкий – учёный, педагог, инженер, изобретатель

20 июня исполнилось 60 лет директору НИИ буровых технологий, зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин по научной работе РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, исполнительному директору НТО нефтяников и газовиков имени И.М. Губкина, профессору **ВАЛЕРИЮ ВЛАДИМИРОВИЧУ КУЛЬЧИЦКОМУ**.

Формирование взглядов В.В. Кульчицкого на научные и производственные проблемы горного дела закладывалось с 18 лет в Нефтегазодобывающем предприятии «Хадыженнефть» и во время учебы в Грозненском нефтяном институте Трудового Красного Знамени им. М.Д. Миллионщикова (ГНИ).

После окончания института в 1977 году В.В. Кульчицкий получил направление в объединение «ЗапСиббурнефть» в Сургуте. Прошел все ступеньки трудовой карьеры: помощник бурильщика, технолог по наклонному бурению, ведущий технолог Мегионского УБР, начальник отдела бурения ЦНИЛ производственного объединения «Нижневартовскнефтегаз», заведующий лабораторией бурения Нижневартовского филиала СибНИИП, зав. отделом «НижневартовскНИПИнефть». За 7 творческой лет работы молодым специалистом-технологом разработано и внедрено 29 рационализаторских предложений по технике и технологии управления траекторией наклонно-направленных и пологих скважин.

В 1984 году без отрыва от производства закончил аспирантуру Тюменского индустриального института с защитой кандидатской диссертации «Проектирование специальных профилей и разработка технологии бурения наклонно-направленных скважин применительно к эксплуатации месторождений механизированными способами». Кульчицкий В.В. непосредственно руководил проводкой первых горизонтальных скважин в Западной Сибири на уникальных Самотлорском, Федоровском, Приобском, Юрхаровском и десятках других месторождений.

Кульчицкий Валерий Владимирович организовал ряд сервисных малых предприятий и институтов, разрабатывающих и внедряющих наукоемкие технологии в строительстве скважин в Западной Сибири. НПП «Горизонт-Сервис» одним из первых в нефтегазовой промышленности приступило к промышленному внедрению наукоемких технологий разработки нефтяных и газовых месторождений пологими и горизонтальными скважинами с целью повышения экономической целесообразности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и снижения техногенного воздействия на окружающую среду.

В.В. Кульчицкий является создателем прорывных геонавигационных технологий строительства наклонных, горизонтальных, двухустевых конвективных, реверсивных, с отдаленным забоем, геологоразведочных и двухустевых горизонтальных и интеллектуальных скважин сложной пространственной архитектуры. В 2000 году он защитил докторскую диссертацию «Теория и практика

геонавигационных технологий бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин». В.В. Кульчицкий как специалист добился существенных научно-обоснованных результатов, первым обосновал и предложил понятия: геонавигация, интеллектуальные скважины, геокосмос, киберскважины, геонавтика, геосвязь; ввел их в систему научных знаний. Элементы геонавигационных технологий заложены в проектную документацию на строительство сотен горизонтальных и пологих скважин с большим отходом на десятках месторождений Западной Сибири.

По инициативе В.В. Кульчицкого в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина созданы:

- ОАО «Научно-исследовательский центр газонефтяных технологий» (ОАО «НИПЦ ГНТ») совместно с РГУНГ имени И.М. Губкина для выполнения технико-технологического и геофизического сопровождения строительства скважин, проектирования строительства скважин, супервайзинга бурения и нефтегазодобычи (2001);

- Первая в России лаборатория Геонавигации и интеллектуальных скважинных систем разработки месторождений, деятельность которой направлена на создание прорывных технологий и реализацию все возрастающей потребности топливно-энергетического комплекса России в специалистах данного профиля (2001);

- Научно-методические основы образовательных технологий дистанционного интерактивно-производственного обучения (ДИПО), обеспечивающих телекоммуникационное информационное взаимодействие специалистов на буровом объекте с аудиториями кафедр (2005);

- Центр дистанционного интерактивно-производственного обучения, на базе которого осуществляется подготовка и повышение квалификации преподавателей вузов нефтегазового профиля, специалистов Газпром, ЛУКОЙЛ, Роснефть и других предприятий нефтегазового комплекса (2006);

- Научно-исследовательский институт буровых технологий (НИИБТ) как структурное подразделение РГУНГ имени И.М.Губкина, специализирующееся на разработке проектов на строительство горизонтальных, многозабойных и пологих скважин с целью интенсификации научно-исследовательских работ, повышающих качество подготовки бакалавров, инженеров, магистров по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин», стажировки профессорско-преподавательского состава и переподготовки кадров (2007);

• Центр супервайзинга бурения и нефтегазодобычи (Центр СБиНГД), созданный как структурное подразделение РГУНГ имени И.М. Губкина для научно-методического обеспечения супервайзинга в образовательной сфере и для нужд ТЭК (2008).

В.В. Кульчицкий член МТЭА и участник общественного движения «За устойчивую энергетику в XX веке» с 2007 года.

Валерием Владимировичем опубликовано свыше 400 статей, трудов, проектов, 12 монографий, учебных и методических пособий, научно-популярных изданий, 2 учебно-научных фильма. Труды В.В. Кульчицкого получили международное признание.

В 2006 году профессор В.В. Кульчицкий воссоздал ВОИР РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, председателем которой является по настоящее время. Первичная организация ВОИР объединяет в своих рядах самых активных и незаурядных молодых преподавателей, аспирантов и студентов. За период 1987-2012 годы В.В. Кульчицкий является автором 48 патентов на изобретения, полезные модели и программные продукты с большим экономическим эффектом по конструированию забойных телеметрических систем и интеллектуализации процессов нефтегазодобычи, по технологиям дистанционного интерактивно-производственного обучения (ДИПО) нефтегазовому делу инженерным профессиям, на новые технологии разработки труднодоступных (Арктический шельф), трудноизвлекаемых (вязких нефтей и битумов) и нетрадиционных (газогидратных) источников углеводородов. Почётное звание «Инженер десятилетия» (2012), Золотая медаль им. В.Г. Шухова (2013).

В 2008 году под научно-методическим руководством В.В. Кульчицкого состоялся первый выпуск дипломированных супервайзеров - производственников. В 2011 году впервые провел обучение специалистов НК «Роснефть» по интеллектуальным системам управления разработкой нефтяных и газовых месторождений.

За развитие теоретических основ создания интеллектуальных скважинных систем Кульчицкий В.В. награжден медалью РАЕН «Автору научного открытия», посвященной лауреату Нобелевской премии П.Л. Капице (2003), орденом РАЕН «За пользу отечеству» им. В.Н. Татищева (2006), благодарностью секции нефти и газа (2009).

Плодотворная научная, проектная, научно-организационная, педагогическая и публицистическая деятельность профессора Кульчицкого В.В. направлена в будущее поколение специалистов нефтегазовой отрасли России отмечена Благодарностью НК «Роснефть» научному руководителю Центра супервайзинга за добросовестный труд по подготовке специалистов и значительный вклад в развитие НК «Роснефть», почетной грамотой ОАО «Газпром» за большой личный вклад в подготовку специалистов для ОАО «Газпром» (2010), почетным званием «Почетный нефтяник», почетным знаком РАЕН «Рыцарь науки и искусств» (2013).

Коллектив НТО НГ имени И.М. Губкина,

**НИИБТ РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина,**

**редакционная коллегия журнала
«Инженер-нефтяник»**

Аннотации статей

УДК 622.243.2

АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РЕЗАНИЯ-СКАЛЫВАНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ РЕЗЦАМИ PDC (С. 5)

¹Вячеслав Васильевич Нескоромных
²Константин Иванович Борисов

¹Сибирский федеральный университет
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79,
Тел. (391) 244-82-13
E-mail: sovair@bk.ru

²Национальный исследовательский
Томский политехнический университет
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
E-mail: kirbor@tomline.ru

В статье представлено аналитическое исследование механизма разрушения горной породы при бурении резцами типа PDC. Получены зависимости, позволяющие рассчитывать усилие резания-скалывания горной породы и величину реакции забоя на резец при установившейся глубине резания-скалывания породы. Полученные результаты позволяют уточнить параметры размещения резцов на рабочей поверхности долота, уточнить методику выбора параметров самих резцов в зависимости от скорости резания-скалывания и параметров физико-механических свойств горной породы.

Ключевые слова: разрушение породы при бурении; резание-скалывание; резцы PDC; долото.

УДК 622.23.01

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ВДАВЛИВАНИИ В НИХ ИНДЕНТОРА В ПРИСУТСТВИИ ЖИДКОСТЕЙ (С. 8)

Виктор Дмитриевич Евсеев

Национальный исследовательский
Томский политехнический университет
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

Рассматривается разрушение образцов горных пород при вдавливанием индентора с плоским основанием в присутствии жидкостей. Изменение твёрдости горных пород

связывается не только с эффектом П.А. Ребиндера, но и с изменением сил трения на адгезионных и когезионных границах при разрушении горной породы под пятном контакта.

Ключевые слова: горные породы; индентор; разрушение вдавливанием; внутреннее трение; энергоемкость разрушения; твердость; Ребиндер.

УДК 622.245.422

РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ СО СТЕКЛЯННЫМИ МИКРОСФЕРАМИ (с. 14)

Александр Владимирович Пахарев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
E-mail: gtn_tomsk@mail.ru

В статье рассматриваются реологические свойства тампонажных растворов с полыми стеклянными микросферами для условий строительства скважин в Томской области.

Ключевые слова: облегчённые тампонажные растворы; полые стеклянные микросферы; реологические свойства тампонажных растворов.

УДК 622.245

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛИКВИДАЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ В ПРОВИНЦИИ ЦИНХАЙ (КНР) (с. 17)

Лю Тяньлэ

Николай Иванович Николаев

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

Эффективность крепления неустойчивых горных пород при бурении в условиях отрицательных температур в скважине во многом зависит от их физико-механических свойств, состава и технологических показателей тампонажных материалов. Авторами предложены составы быстротвердеющих тампонажных смесей на основе высокоалюминатных вяжущих материалов. Установле-

но, что исследуемые составы способны существенно улучшить результаты тампонажных растворов.

Ключевые слова: многолетне-мерзлые породы; крепление скважин; газовые гидраты; свойства цементного камня; тампонажные смеси.

УДК 622.243.24

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАНАЛА СВЯЗИ ЗАБОЙНОЙ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ (с. 20)

Алексей Игоревич Архипов

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 119991, ГСП-1, В-296
Москва, Ленинский проспект, 65
E-mail: niibt@gubkin.ru
Тел. 8(499)-135-83-96

В статье рассматривается математическая модель электромагнитного канала связи забойной телеметрической системы, используемой при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Даны рекомендации по анализу влияния электромагнитных и геометрических характеристик системы на прием сигнала в процессе бурения.

Ключевые слова: наклонно направленные и горизонтальные скважины; забойная телеметрическая система; электромагнитный канал связи; математическая модель; уравнения Максвелла; функция Грина.

УДК 622.24

О МОДЕЛИ КАЧЕСТВА ЗАКОНЧЕННОЙ СТРОИТЕЛЬСТВОМ СКВАЖИНЫ (с. 24)

¹Александр Степанович Повалихин
¹Валентин Владимирович Коваленко
¹Владимир Юрьевич Близнюков

¹ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз» 127422, Москва, Дмитровский пр., 10
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Предлагается модель качества скважины, которая может быть использована для оценки работы бурового и профильных сервисных подрядчиков и вклада каждого из них в качество законченной строительством скважины.

Ключевые слова: скважина; квалитетические показатели качества;

комплексные показатели.

УДК 622.276.1/.04.001

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА БУРЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ (с. 29) ¹Александр Степанович Повалихин Антон Георгиевич Шатровский

¹ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз» 127422, Москва, Дмитровский пр., 10
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Представлен технико-экономический анализ строительства многозабойной скважины с тремя горизонтальными ответвлениями по сравнению с базовым вариантом в виде куста из трёх горизонтальных скважин на Восточном участке Оренбургского НГКМ.

Ключевые слова: многозабойная скважина; ответвление ствола; горизонтальная скважина; проектный профиль; конструкция скважины.

УДК 622.242

ПРИНЦИПАЛЬНАЯ СХЕМА БУРОВОГО СТЕНДА, МАКСИМАЛЬНО ПРИБЛИЖЕННОГО К НАТУРНЫМ УСЛОВИЯМ (с. 32)

Рубен Александрович Ганджумян
Леонид Артёмович Лачинян

МГРИ-РГГРУ 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, МГРИ-РГГРУ

В статье рассматривается принципиальная схема бурового стенда для изучения основных процессов разрушения горной породы долотом, механики бурильной колонны и гидравлики скважины.

Ключевые слова: буровой стенд; долото; скважина.

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА ГИДРОФОБИЗИРОВАННОГО ПОЛИМЕРНОГО СОСТАВА ДЛЯ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ ВОДОИЗОЛЯЦИИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (с. 34)

¹Артём Олегович Кондрашев
¹Михаил Константинович Рогачёв
²Олег Федорович Кондрашев
³Савелий Яковлевич Нелькенбаум

¹Национальный минерально-сырьевой университет «ГОРНЫЙ»

199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, д. 2
E-mail: kond.artem@gmail.com

²Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет
450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1
E-mail: kondr_of@mail.ru

³ООО «Синтез-ТНП»
450029, г. Уфа, ул. Юбилейная, д. 5
E-mail: sale@sintez-tnp.ru

В статье представлены результаты реологических и микрореологических исследований гелеобразующих водоизоляционных составов. Проведенные эксперименты показали, что добавление к исходному составу ПАВ комплексного действия обеспечивает улучшение его функциональных свойств. Определен механизм действия ПАВ, установлена оптимальная концентрация ПАВ в составе. Микрореологические исследования показали, что механизм водоизоляции обусловлен структурно-механической кольматацией.

Ключевые слова: полимерный состав; реологические исследования; водоизоляция; ПАВ; микрореология; граничный слой; контактное взаимодействие.

УДК 622.276.2.001.57

ФРАКТАЛЬНЫЙ ДРЕНАЖ ПРИЗАОБНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА В СКВАЖИНАХ (с. 39)

Владимир Иванович Иванников

ЗАО «Инжиниринговая компания «РУС-ИННО» Технологии и Инновации»
119034, г. Москва, Гагаринский пер., 5, стр. 1.
Тел./факс: (495) 695-06-96
E-mail: info@rus-inno.com

Рассматривается технология кавитационно-акустического воздействия на пласт, которая позволяет созда-

вать в окрестности ствола скважины сеть микротрещин путем воздействия на коллектор высокочастотных ударных волн.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта; магистральная трещина; кавитационно-акустическое воздействие; кавитатор; скважина.

УДК 622.692.28

ОСОБЕННОСТИ НОРМИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ НЕФТИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ИМЕЮЩИХ СЛОЖНУЮ СИСТЕМУ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ (с. 44)

**Кирилл Андреевич Ковалев
Анна Эдиковна Гафурова
Николай Владимирович Григорьев**

ТатНИПнефть
423236, г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
E-mail: Kovalev_kirill80@mail.ru
Тел.: 8-960-088-90-86

В статье рассмотрены проблемы, возникающие при разработке нормативов технологических потерь углеводородов для месторождений, имеющих сложную систему сбора и подготовки продукции. Их решение авторы видят в получении данных от всех субъектов хозяйственной деятельности и проведении анализа технологических схем сбора продукции скважин путем локализации системы нефтесбора.

Ключевые слова: месторождение; нефть; технологические потери нефти; обводненность; газовый фактор.

УДК 622.242.4

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПОДВОДНЫХ СООРУЖЕНИЙ (с. 47)

¹Георгий Андрианович Бульчев

79, Svobodny Prospect,
Krasnoyarsk, 660041, Russia
Phone. (391) 244-82-13
E-mail: sovair@bk.ru

²NATIONAL RESEARCH TOMSK
POLYTECHNIC UNIVERSITY, TOMSK
POLYTECHNIC UNIVERSITY

**¹Владимир Александрович Перфилов
¹Инесса Александровна Томарева
²Феликс Георгиевич Бульчев**

¹Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет
400074, Волгоград, ул. Академическая 1.
E-mail: info@vgasu.ru.
Тел.: (8442) 97-48-72.

²ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ»
Россия 101000 г. Москва, Сретенский б-р, д.11
Тел.: +7 (495) 627-48-50
Факс: +7 (495) 625-70-16

Рассмотрен вариант использования многоцелевого оборудования для подводных работ на примере резервуара широкого применения – кессона РК.

Ключевые слова: резервуар; кессон; манифольд.

УДК 624.92.074.4

АНАЛИЗ МОДЕРНИЗАЦИИ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ НОРМАТИВНОЙ РЕЗЕРВУАРОСТРОИТЕЛЬНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ (с. 50)

Антон Валерьевич Шаматарев

ООО «Нефтехимпроект»
443110, Самара, ул. Лесная, д. 35, оф. 3
Тел. (846) 277-93-17
E-mail: Shamatarev.A.V@gmail.com.

Рассмотрена проблема развития нормативной строительно-технической документации в области строительства резервуаров в России. Определены разногласия в нормативной документации. Приведен пример расчета стенки резервуара из условия устойчивости в соответствии с обновленными стандартами.

Ключевые слова: резервуар; стандарт; актуализация; расчет.

ANALYTICAL RESEARCH OF CUTTING AND SPALLING ACTION OF PDC CUTTERS WHILE ROCKS DRILLING (p. 5)

**¹Vjacheslav Vasil'evich Neskornomykh
²Konstantin Ivanovich Borisov**

¹Siberian Federal University

30, Leninsky prospect, Tomsk, 634050, Russia
E-mail: kirbor@tomline.ru

The article discusses analytical research of formation destruction mechanism when drilling by PDC cutters. The dependences to calculate

formation cutting force and bottom reaction force (bottom reaction force for one cutter) for established depth of formation are found. The results allow specify cutters type and configuration for tool face: forward corner of cutting, frontal corner of cutting, diameter of a cutter depending on the cutting speed and formation mechanical properties.

Key words: cutting of formations when drilling; cutting; PDC cutters; drill bit.

FORMATION MECHANICAL PROPERTIES CHANGE: FLAT INDENTATION ALONG WITH FLUIDS (p. 8)

Viktor Dmitrievich Evseev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk Polytechnic University, TPU
30, Leninsky prospect, Tomsk, 634050, Russia
Phone: (3822) 56-34-70
E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

Phenomenon of sample destruction under flat indentation along with fluids is discussed. Rock hardness change depends not only on Rehbinder effect but also on frictional force at the interfaces of cohesion and adhesion while rock destruction under the contact area.

Key words: rocks, indenter, indentation, internal friction, destruction energy ratio, hardness, Rehbinder.

RHEOLOGICAL PROPERTIES OF SLURRIES WITH GLASS MICROSPHERES (p. 14)

Aleksandr Vladimirovich Pakharev

NATIONAL RESEARCH TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY, TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY
30, Leninsky prospect, Tomsk, 634050, Russia
E-mail: gtn_tomsk@mail.ru

The article presents the rheological properties of slurries with hollow glass microspheres for wells of Tomsk region.

Key words: light-weight slurries; hollow glass microspheres; rheological properties of slurries.

EFFICIENCY UPGRADING OF GEOLOGICAL PROBLEMS ELIMINATION WHILE DRILLING FOR GAS HYDRATES IN QINGHAI PROVINCE (PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA) (p. 17)

**Lju Tjan'leh
Nikolajj Ivanovich Nikolaev**

Saint-Petersburg State Mining Institute Vasilievsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
E-mail: liutianle@mail.ru

While drilling under freezing conditions, the effectiveness of the unstable rock fixing in the well depends on their physical and mechanical properties, composition and process parameters backfill materials. The authors present quick-setting cement slurries on the basis of high aluminum binders. The investigated compounds were found to improve significantly the results of well cementing.

Key words: permafrost; well cementating; gas hydrates; the properties of cement stone; slurries.

MATHEMATICAL MODEL OF ELECTROMAGNETIC COMMUNICATION CHANNEL OF MWD-SYSTEM (p. 20)

Aleksejj Igorevich Arkhipov

Gubkin Russian State University of oil and gas
63/2, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russia
E-mail: niibt@gubkin.ru
Phone: 8(499)-135-83-96

The article discusses a mathematical model equations of the electromagnetic communication channel of MWD-system used in drilling directional and horizontal wells. The recommendations for the analysis electromagnetic and geometric characteristics effect on signal reception while drilling are given.

Key words: directional and horizontal wells; MWD-system; electromagnetic communication channel; mathematical model; Maxwell equations; Green's function.

QUALITY MODEL FOR COMPLETED WELL (p. 24)

**¹Aleksandr Stepanovich Povalikhin
¹Valentin Vladimirovich Kovalenko**

Vladimir Jur'evich Bliznjukov

¹"Intellect Drilling Services" LLC
10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia
E-mail: povalihin@ids-corp.ru
Phone: +7-495-543-91-16

Quality model for completed well is provided. It may be used for work assessment of drilling and other PSL contractors and their contributions to well quality.

Key words: well, qualimetry parameters, versatility indicators.

DRILLING ECONOMIC APPRAISAL FOR MULTILATERAL WELLS WITH HORIZONTAL COMPLETION (p. 29)

**¹Aleksandr Stepanovich Povalikhin
Anton Georgievich Shatrovskijj**

¹"Intellect Drilling Services" LLC
10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia
E-mail: povalihin@ids-corp.ru
Phone: +7-495-543-91-16

Comparative technical-economical analysis of multilateral well with 3 horizontal completions as against and cluster of 3 horizontal wells at Eastern Site of Orenburg oil-gas condensate field.

Key words: multilateral well, branch hole, lateral well, project well profile, well design.

GENERAL LAYOUT OF DRILL BENCH-TESTING RIG: NEAR-TOTAL REALISM (p. 32)

**Ruben Aleksandrovich Gandzhumjan
Leonid Artjomovich Lachinjan**

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

The article discusses general layout of drill bench-testing rig to study main processes of rock disintegration, mechanics of drill string and hole hydraulics.

Key words: drill bench-testing rig, stand, drill bit, hole.

DEVELOPMENT OF HYDROPHOBIZED POLYMERIC COMPOUND FOR INTRASTRATAL WATER-SHUT-OFF OF

LOW PERMEABLE RESERVOIRS (p. 34)

¹Artem Olegovich Kondrashev

¹Mikhail Konstantinovich Rogachjov

²Oleg Fedorovich Kondrashev

³Savelij Jakovlevich Nel'kenbaum

¹Saint-Petersburg State Mining Institute

Vasilievsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia

E-mail: kond.artem@gmail.com

²Ufa State Petroleum Technical University

1, Kosmonavtov str., Ufa, Republic of Bashkortostan, 450062, Russian

E-mail: kondr_of@mail.ru

³«Синтез-ТНП» LLC

5, Jubilejnaja str., Ufa, Republic of Bashkortostan, 450029, Russian

E-mail: sale@sintez-tnp.ru

The article discusses the results of rheological and microrheological researches of water-shut-off gellant chemicals. Researches showed that addition of surfactant to initial compound provides enhancement of its functional properties. Mechanism of surfactant influence was determined, optimal concentration of surfactant in composition was established. It was found, that the mechanism of water-shut-off is caused by structural-mechanical colmatation: blocking of pores with high-structured liquid.

Key words: polymeric composition; rheological researches; water-shut-off; surfactant; microrheology; boundary layer; contact interaction.

FRACTAL DRAINAGE OF NEAR-WELLBORE AREA (p. 39)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

"Engineering Company "RUS-INNO" Technology and Innovation"

5/1, Gagarinskiy pereulok, 119034, Moscow, Russia

Phone/fax: +7 (495) 695-06-96

E-mail: info@rus-inno.com

Cavitation-acoustic formation treatment is discussed. The technology provides for near-wellbore area micro-fissuring with the use of high-frequency shockwaves.

Key words: fracturing, main crack, cavitation-acoustic treatment, cavitator, well.

CHALLENGES OF OIL PROCESSING LOSSES VALUATION IN FIELDS WITH COMPLICATED OIL GATHERING AND TREATMENT SYSTEMS (p. 44)

Kirill Andreevich Kovalev

Anna Ehdikovna Gafurova

Nikolajj Vladimirovich Grigor'ev

TatNIPIneft

32, M. Djalil Str., Bugulma, Republic of Tatarstan, 423236, Russia

E-mail: Kovalev_kirill80@mail.ru

Phone: 8-960-088-90-86

One of the challenging issues of crude oil treatment is processing losses of hydrocarbons. The paper considers the problems associated with processing losses of raw hydrocarbons valuation in fields with a complicated system of oil gathering and treatment. The authors believe that the problem can be solved through data acquisition from all market participants and implementing of localization-based approach for analysis of well-stream gathering systems used by Company.

Key words: oil field; oil; oil processing loss; water cut; GOR.

SUBSEA OIL AND GAS FACILITIES: RELIABILITY ENHANCEMENT (p. 47)

¹Georgijj Andrianovich Bulychev

¹Vladimir Aleksandrovich Perfilov

¹Inessa Aleksandrovna Tomareva

²Feliks Georgievich Bulychev

¹Volgograd State University of Architecture and Civil Engineering (VSUACE)

1, Akademicheskaya Street, 400074, Volgograd, Russia.

E-mail: info@vgasu.ru.

Phone: (8442) 97-48-72.

²«ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» LLC

11, Sretenskij bul'var, 101000, Moscow, Russia

Phone: +7 (495) 627-48-50

Fax: +7 (495) 625-70-16

The use of all-purpose subsea equipment is discussed. Caisson PK is considered an example of all-purpose subsea equipment.

Key words: reservoir, caisson, manifold.

MODERNIZATION ANALYSIS OF DOMESTIC NORMATIVE LEGAL DOCUMENTS FOR RESERVOIR CONSTRUCTION (p. 50)

Anton Valer'evich Shamatarev

«Neftekhimproekt» LLC

3-35, Lesnaja str., Samara, 443110, Russia

Phone: (846) 277-93-17

E-mail: Shamatarev.A.V@gmail.com.

The problems of domestic normative legal documents for reservoir construction in Russia are discussed. The discrepancies of the documentation are determined. Example of calculation for reservoir wall on the basis of wall stability according to renewed standards is given.

Key words: reservoir, standard, actualization, calculation.

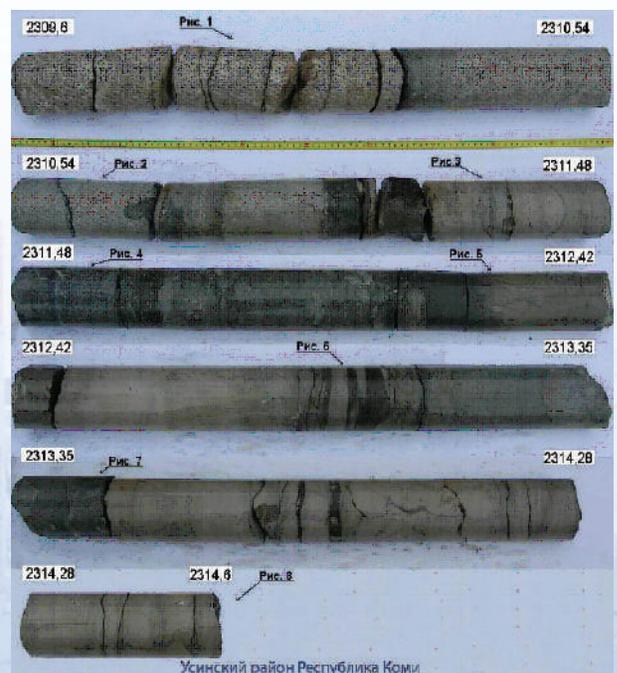


Процесс отбора керна является сложной технологической операцией, выполнение которой должно быть поручено профессионалам.

ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» выполнены работы по отбору керна на 500 объектах в скважинах с проектной глубиной от 1900 до 6300 м с выносом керна свыше 90%, что является свидетельством высокого уровня применяемой технологии и профессионализма исполнителей. Нашими инженерами были проведены уникальные работы по сплошному отбору керна в донных отложениях озера Байкал, а также при бурении специальной скважины в Финляндии в кристаллическом фундаменте.

Заказчиками ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» являются:

- ООО «ОБК»,
 - ОАО «Северная нефть»,
 - ОАО «Усинскгеонефть»,
 - ЗАО «Интанефть»,
 - ОАО «Оренбурггеология»,
 - ОАО «РН-Краснодарнефтегаз»,
 - «ТНК-ВР»,
 - ОАО «Оренбургнефть»,
 - «Urals Energy»,
 - «Шлюмберже»
- и другие.



В издательстве "ЦентрЛитНефтеГаз" выпущено справочное пособие

«Инженерный сервис в бурении.

Долота, ГЗД, отбор керна, боковые стволы»

*Автор справочника - Юрий Григорьевич Буримов,
начальник отдел бурения ООО "Ай Ди Эс Дриллинг"*

В настоящем справочном пособии приведена информация из личного опыта автора: о развитии инженерного сервиса в России по отработке долот, гидравлических забойных двигателей и отбору керна при строительстве скважин на нефть и газ на месторождениях с нормальным, аномально высоким и аномально низким пластовым давлением; об организации работ по подбору и отработке долот, забойных двигателей и керноприемных устройств; об оценке полученных результатов, критериях отбраковки технических устройств, решаемых задачах и возникающих проблемах у заинтересованных сторон. В качестве примеров в приложении приведены: программа инженерных услуг по подбору и отработке долот, ГЗД и керноприемных устройств; рекомендуемые параметры режима бурения и прогнозирования ожидаемых показателей работы долот и бурильных головок; существующие методики оценки износа шарошечных долот и типа PDC.

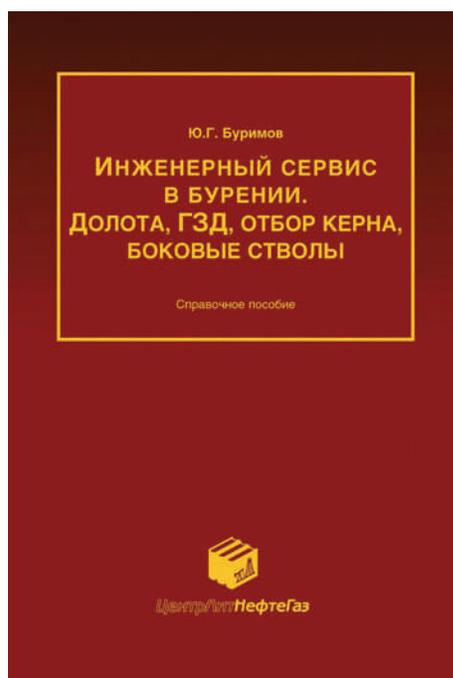
Приведены справочные данные по номенклатуре, особенностям конструкций и характеристики серийно выпускаемых технических устройств для бурения большинства производителей России и ряда стран СНГ, применяемых при строительстве скважин.

Пособие построено на опубликованной информации, каталожной продукции изготовителей и приведенных на интернет-сайтах характеристиках поставляемой техники, а также данных промысловых исследований при бурении опорно-технологических и экспериментальных скважин, в том числе в разрезах с АВПД и АНПД.

В справочном пособии приведены фактические данные оказания инженерных услуг по подбору и отработке долот, гидравлических и электрических забойных двигателей, КНБК, а также по отбору керна устройствами различных типоразмеров при бурении вертикальных, наклонно направленных, го-

ризонтовых скважин и бурении боковых стволов. Сформулированы выгоды заказчиков и сервисных компаний, получаемых при оказании инженерных услуг, приведены принципы определения стоимости работ и показаны недостатки технологичности конструкций некоторых технических устройств для бурения.

Пособие предназначено для широкого круга инженерного персонала буровых предприятий, сервисных компаний, работников научно-исследовательских, проектных и надзорных организаций, студентов ВУЗов по специальности разработка нефтяных и газовых месторождений.



ISBN 978-5-902-665-42-7
© Буримов Ю.Г., 2012
© ЦентрЛитНефтеГаз, 2012
880 стр.

По вопросам приобретения книги

обращайтесь:

по телефону +7 (495) 543-9116

e-mail: burimov@ids-corp.ru

Уважаемые авторы!

Убедительно просим соблюдать следующие правила оформления статей.

1. Материалы представляются в электронном виде по адресу:

povalihin@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.

Наиболее полная картина отраслевых технологий



Инженер-нефтяник
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

**Продолжается подписка на научно-технический журнал
"Инженер-нефтяник" на 2014 год!**

Индексы журнала:

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

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

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

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

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

Адрес для переписки:
127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10
Телефон редакции: (495) 543 9116
Факс: (495) 543 9612