

Инженер-нефтяник

№ 4'2012

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Оценка коэффициента продуктивности добывающих скважин

Компьютерные программы для повышения эффективности бурения

Опыт применения тампонажных растворов с микросферами

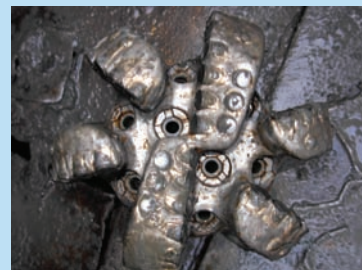
КНБК для бурения стволов скважин большого диаметра

Ограничение выноса песка из нефтяных скважин



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 отработки долот при роторном способе бурения и с использованием гидравлических забойных двигателей;
- инженерное сопровождение оптимальной отработки долот шарошечными PDC отечественного и зарубежного производства 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 отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

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

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

№ 4 2012 г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД
ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

Оценка изменения коэффициентов продуктивности добывающих скважин в терригенных отложениях месторождений верхнего Прикамья. Поплыгин В.В.

5

К вопросу о движении газожидкостной смеси в системе пласт-скважина при фонтанировании продуктивного объекта. Иванников В.И.

8

Пульсационный характер разработки Урненского нефтяного месторождения. Гладков Е.А., Плавник А.Г., Ерофеев Л.Я.

10

Особенности процесса отложений сульфата бария в скважинном оборудовании с участием активных органических соединений нефти. Шангараева Л.А., Петухов А.В.

13

Картирование, разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа, находящихся в зонах субвертикальной деструкции. Дегтярев В.А., Зайков М.А.

15

О корректности инженерных решений по составу КНБК и эффективности бурения верхних интервалов большого диаметра глубоких скважин. Буримов Ю.Г.

18

Использование программ электронно-вычислительных машин для повышения эффективности процессов строительства скважин. Герцберг Ю.М., Чарков В.Д.

22

Опыт применения тампонажных растворов с полыми стеклянными микросферами. Орешкин Д.В., Первушин Г.Н., Перфилов В.А.

27

Разработка химического способа обработки призабойной зоны для ограничения выноса песка в нефтяных скважинах. Тананыхин Д.С., Петухов А.В.

31

Исследование влияния компонентного состава биополимерного раствора на сохранение проницаемости терригенного коллектора. Чеславский Я.В.

35

Анализ конструктивного исполнения и принципа действия вибростол. Юртаев В.Г., Нечаева О.А.

37

Процессы разрушения стойких промышленных эмульсий типа «конденсат-вода» комплексным реагентом деэмульгатором ДТ. Ахметова В.М., Иванкив О.А.

39

О коллективных рисках опасности в действующих нормативных документах применительно к газотранспортным объектам. Быков А.И.

44

Научно-техническая деятельность как фактор конкурентоспособности вуза. Кушель Е.С.

49

Аннотации статей

51

Productivity indexes estimation for recovery wells in terrigenous deposits of the Upper Kama region. Poplygin V.V.

Liquid-gas mixtures motion in the lauer – borehole while pay zone flowing system: question revisiting. Ivannikov V.I.

Urnenskoye oil field: surging flow production. Gladkov E.A., Plavnik A.G., Erofeev L.J.

Specifics of barium sulfate deposits formed on downhole equipment syrface with the participation of oil surface-active components. Shangaraeva L.A., Petukhov A.V.

Mapping, oil/gas field development and operation in subvertical destruction zones. Degtjarev V.A., Zajjkov M.A.

Engineering solution correctness on BHA composition and drilling efficiency for upper intervals of large diameter of deep wells. Burimov J.G.

Computer sowtware to upgrade process efficiency of well construction. Gerzhberg J.M., Charkov V.D.

Practice in the application of cement slurries with hollow glass microspheres. Oreshkin D.V., Pervushin G.N., Perfilov V.A.

Development of bottom hole formation zone treatment for restriction a sand production in oil wells by chemical treatment. Tananykhin D.S., Petukhov A.V.

Investigation of biopolymer solution blend composition to save terrigenous reservoirs permeability. Cheslavskij J.V.

Screen shakers: analysis of construction type and operating principle. Jurtaev V.G., Nechaeva O.A.

Destruction process of stable industrial emulsions of “condensate–water” type by complex deemulsifier DT. Akhmetova V.M., Ivankiv O.A.

Acting normative documents: the collective risks of danger in relation to gas transportation facilities. Bykov A.I.

Scientific and technological activities as competiveness factor of a higher education establishment. Kushel' E.S.

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 – генеральный 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»

Фортулатова Наталья Константиновна – д.г.-м.н., профессор, зав. кафедрой литологии Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

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

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

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

Адрес электронной почты: 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

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.

Оценка изменения коэффициентов продуктивности добывающих скважин в терригенных отложениях месторождений Верхнего Прикамья

В.В. Поплыгин – канд. техн. наук, доцент
(Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

При снижении забойных давлений в скважинах ниже давления насыщения нефти газом происходит снижение их коэффициентов продуктивности [1, 2] из-за деформационных процессов [6] и выделения в свободную фазу растворенного в нефти газа [4, 5, 7]. Для месторождений с высокой газонасыщенностью нефти особый интерес представляет вопрос о степени влияния на величину изменения фактических коэффициентов продуктивности скважин дегазирование пластовой нефти и изменения проницаемости коллектора за счет его деформации в отдельности в области с забойными давлениями ниже давления насыщения.

Нефтяные месторождения на севере и северо-востоке Пермского края (Верхнее Прикамье) территориально приурочены, в основном, к площади распространения Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС). Запасы нефти и растворенного нефтяного газа установлены в отложениях среднего и нижнего карбона, а также в верхней части девонской системы.

Легкие и средней плотности пластовые нефти месторождений Верхнего Прикамья характеризуются низкими значениями вязкости, высоким и средним газосодержанием, повышенными значениями давления насыщения газом.

Геолого-физическая характеристика бобриковских объектов Верхнего Прикамья приведена в табл. 1.

Влияние деформационных процессов на динамику коэффициента продуктивности скважины можно оценить с помощью зависимости:

$$K_{\text{прод}} = K_{\text{прод}0} e^{-\alpha_d \cdot (P_{\text{пл}0} - P_{\text{пл}})}, \quad (1)$$

где $K_{\text{прод}0}$ – коэффициент продуктивности при начальном пластовом давлении $P_{\text{пл}0}$, м³/(сут·МПа); α_d – коэффициент, учитывающий изменение коэффициента продуктивности в

результате деформационных процессов, МПа⁻¹; $P_{\text{пл}}$ – текущее пластовое давление, МПа; $P_{\text{пл}0}$ – начальное пластовое давление, МПа.

Влияние деформации на проницаемость коллектора проявляется главным образом в прискважинных зонах пласта (ПЗП), где имеет место наиболее значительное снижение давления в поровом пространстве и трещинах горных пород вплоть до забойного давления ($P_{\text{заб}}$). При наличии трещин частичное или полное их смыкание в процессе снижения давления происходит, в первую очередь, непосредственно у стенки скважины. В связи с этим формула (1) может быть записана в виде:

$$K_{\text{прод}} = K_{\text{прод}0} e^{-\alpha_d \cdot (P_{\text{пл}0} - (P_{\text{пл}} + P_{\text{заб}})/2)}, \quad (2)$$

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика бобриковских объектов.

Месторождение	Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	Газосодержание, м ³ /т	Проницаемость, мкм ²	Давление насыщения нефти газом, МПа	Начальное пластовое давление, МПа
Логовское	3,89	96,8	0,250	11,56	21,95
Сибирское	1,22	164,6	0,222	16	24,4
Чашкинское	1,41	105,6	0,251	14,5	23,7
Юрчукское	1,22	93,2	0,363	12,41	22,2
Шершневское	3,19	64,2	0,653	11,94	21,1
Уньвинское	1,25	116,3	0,471	14,51	23,6
им.Архангельского	2,39	77,5	0,594	12,6	20,3

При исследовании изменения $K_{\text{прод}}$ при $P_{\text{заб}}$ выше давления ($P_{\text{нас}}$) насыщения нефти газом в терригенных коллекторах выделяется группа скважин (до 20 % от общего числа), для которых наблюдается высокий темп снижения $K_{\text{прод}}$.

превышающий средние значения в несколько раз (рис. 1). Очевидно, что динамика изменения коэффициента α_d существенно зависит от наличия систем трещин в ПЗП и с увеличением проницаемости возрастает. При забойных давлениях ниже $P_{нас}$ доля скважин с темпом снижения продуктивности, существенно отличным от основной группы, уменьшается до 5...7%.

При анализе промысловых данных для нефтяных месторождений Верхнего Прикамья получены следующие значения коэффициентов α_d в формуле (2) для бобриковских отложений [3]:

- скважины с проявлением трещиноватости коллектора в околоскважинных зонах пласта (трещинно-поровый тип коллектора)

$$\alpha_d = 0,724 + 0,12 \cdot \ln k, \text{ при } k = 0,02 \dots 0,65 \text{ мкм}^2; \quad (3)$$

- для скважин с поровым типом коллектора

$$\alpha_d = 0,213 + 0,033 \cdot \ln k, \text{ при } k = 0,01 \dots 1,27 \text{ мкм}^2; \quad (4)$$

где k – коэффициент проницаемости, мкм².

При анализе зависимостей (3) и (4) можно отметить, что с увеличением проницаемости коллектора в зоне дренирования скважины степень снижения её продуктивности увеличивается при снижении забойного давления. Т.е. коллекторы, обладающие повышенной проницаемостью, деформируются как в абсолютном, так и в относительном значении сильнее при снижении забойных и пластовых давлений чем низкопроницаемые. Например, средний коэффициент α_d для добывающих скважин бобриковского объекта Шершневого месторождения, оцененный по (4), превышает на 20% его значение для скважин того же объекта Сибирского месторождения.

Также стоит отметить, что при снижении забойных давлении до давления насыщения нефти газом коэффициенты продуктивности добывающих скважин бобриковских месторождений Верхнего Прикамья снижаются на 50...60% от первоначальной величины.

Зависимость $K_{прод}$ при снижении забойного давления ниже давления насыщения может быть определена по формуле В.Д. Лысенко [8, 9]:

$$K_{прод} = K_{прод0г} e^{-\alpha_1 \cdot (P_{нас} - P_{заб})}, \quad (5)$$

где $K_{прод0г}$ – коэффициент продуктивности при $P_{заб} = P_{нас}$; α_1 – коэффициент, учитывающий влияние деформаций и свободной газовой фазы.

Выполнена оценка значений коэффициентов α_1 в формуле (5) по промысловым данным для месторождений Верхнего Прикамья для бобриковских отложений [10]

$$\alpha_1 = 0,273 + 0,00019 \cdot \Gamma - 0,014 \cdot \ln k, \quad (6)$$

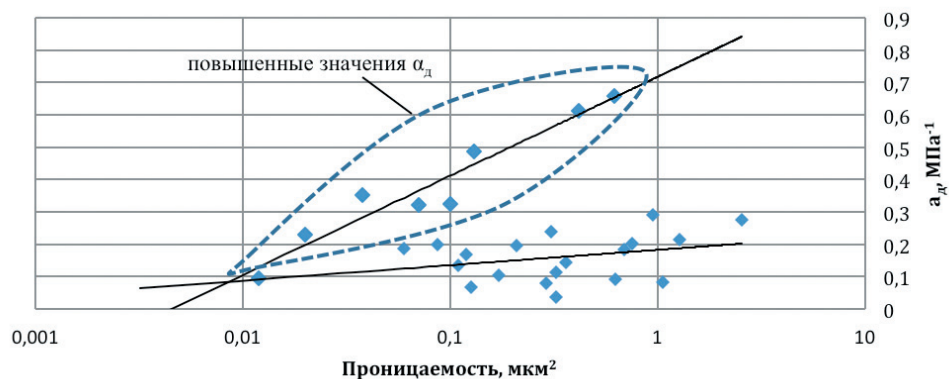


Рис. 1. Зависимость коэффициента α_d от проницаемости для бобриковских объектов Шершневого и Уньвинского месторождения.

где Γ – газосодержание пластовой нефти, м³/т (при изменении от 60 до 165 м³/т); k – коэффициент проницаемости, мкм² (при изменении от 0,001 до 0,6 мкм²);

С увеличением проницаемости коллектора значения коэффициентов α_1 снижаются, при увеличении газосодержания пластовой нефти значения коэффициента α_1 увеличиваются (рис. 2). Другими словами, с увеличением газосодержания темп снижения продуктивности скважин

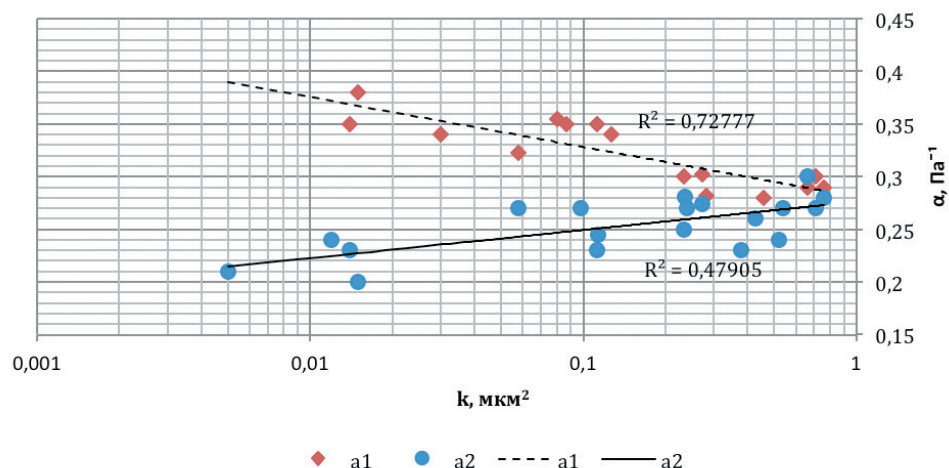


Рис. 2. Зависимость коэффициентов α_1 и α_2 от проницаемости для бобриковского объекта Шершневого месторождения.

увеличивается, а темп восстановления продуктивности снижается.

Исходя из приведенных выше уравнений в области ниже $P_{нас}$ усиливается роль влияния дегазирования пластовой нефти со снижением забойного давления, при этом, чем больше газосодержание пластовой нефти, тем больше роль выделившегося из нефти газа на коэффициент продуктивности.

Для скважин Шершневого месторождения выполнена оценка влияния деформаций и выделившегося из нефти газа на коэффициенты продуктивности скважин при снижении забойных давлений ниже давления насыщения (рис. 3).

При этом расчетная величина учитывающая влияние деформаций определена по формуле (2) с коэффициентом α_d , полученным по фактическим данным в области с $P_{заб} > P_{нас}$ (уравнение (4)), расчетная величина,

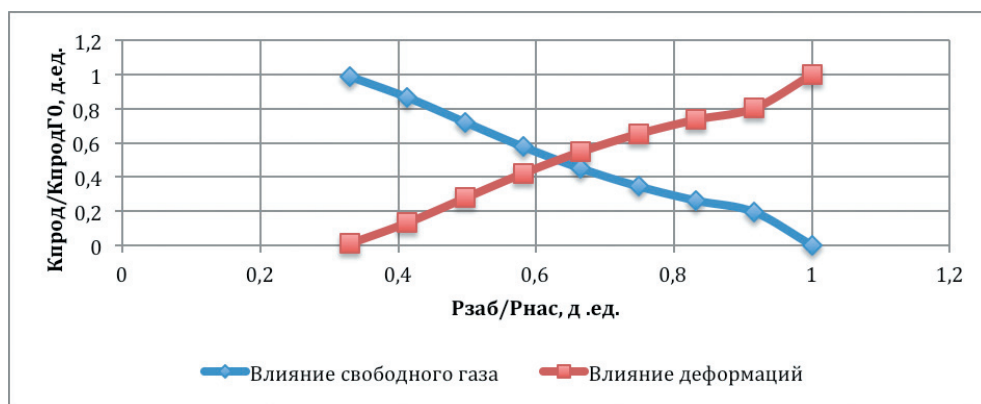


Рис. 3 Степень влияния деформационных процессов и свободного газа на коэффициент продуктивности скважин бобриковского объекта Шершневого месторождения при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$.

учитывающая влияние выделившегося газа, определена в соответствии с фактической зависимостью относительной фазовой проницаемости (ОФП) пласта по нефти от газо-содержания.

В соответствии с рис. 3 влияние деформаций на коэффициент продуктивности в области с $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ постепенно снижается; при забойном давлении равном 0,62 от давления насыщения степень влияния деформаций и выделившегося газа примерно одинакова; при забойном давлении менее 0,3 от давления насыщения на коэффициент продуктивности оказывает основное влияние выделившийся из нефти газ.

него Прикамья снижаются на 50...60% от первоначальной величины.

3. Влияние деформаций на коэффициент продуктивности добывающих скважин Шершневого месторождения в области с $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ постепенно снижается; при забойном давлении равном 0,62 от давления насыщения степень влияния деформаций и выделившегося газа примерно одинакова; при забойном давлении менее 0,3 от давления насыщения на коэффициент продуктивности оказывает основное влияние выделившийся из нефти газ.

Выводы

1. Степень снижения коэффициентов продуктивности добывающих скважин залежей нефти в бобриковских отложениях месторождений, приуроченных к территории распространения Верхнекамского месторождения калийных солей, при снижении пластовых и забойных давлений до $P_{\text{нас}}$ возрастает с увеличением проницаемости коллектора.

2. При снижении забойных давлений до давления насыщения нефти газом коэффициенты продуктивности добывающих скважин бобриковских объектов месторождений Верх-

ЛИТЕРАТУРА

1. Поплыгин В.В. Динамика продуктивности добывающих скважин при высокой газонасыщенности пластовой нефти // Нефтяное хозяйство. – М.: – 2011. – № 10. – с. 28–29.
2. Мордвинов В.А., Поплыгин В.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. – М.: – 2011. – № 8. – с. 120–122.
3. Поплыгин В.В. Прогнозирование продуктивности скважин и темпов нефтеизвлечения при высокой газонасыщенности пластовой нефти (на примере месторождений Верхнего Прикамья). Автореф. дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. – Санкт-Петербург: – 2011. – 20 с.
4. Лысенко В.Д., Буторин О.И., Шавалиев А.М. Учет зависимости коэффициента продуктивности скважины от забойного давления // Нефтяное хозяйство. – М.: – 1980. – № 8. – с. 43–46.
5. Мищенко И.Т. Садгиев Р.Ф. Установление режима эксплуатации добывающей скважины при забойном давлении ниже давления насыщения // Нефтяное хозяйство. – М.: – 2003. – № 4. – с. 104–106.
6. Сонич В.П., Черемисин Н.А., Батурин Ю.Е. Влияние снижения пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства пород // Нефтяное хозяйство. – М.: – 1997. – № 9. – с. 52–57.
7. Усенко В.Ф. Исследование нефтяных месторождений при давлениях ниже давления насыщения. – М.: Недра, – 1967.
8. Лысенко В.Д. О закономерности снижения коэффициента продуктивности скважин по нефти // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2009. – № 5. – с. 8–10.
9. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 562 с.
10. Поплыгин В.В. Динамика продуктивности добывающих скважин при высокой газонасыщенности пластовой нефти // Нефтяное хозяйство. – М.: – 2011. № 10. – с. 28–29.

К вопросу о движении газожидкостной смеси в системе пласт-скважина при фонтанировании продуктивного объекта

В.И. Иванников – доктор техн. наук
(ЗАО «Радикал 21»)

Одной из кардинальных проблем разработки и эксплуатации газонефтяных и газоконденсатных месторождений является преждевременное разгазирование на стадии фонтанного отбора флюидов. В этот период растрчивается запасенная в залежи пластовая энергия в виде растворённой или свободной газовой фазы, что приводит к недополучению более 50% объёмов запасов углеводородного сырья.

В этой связи есть два пути рационального использования пластовой энергии сжатого газа.

1. Экономно расходовать газ (не выпуская излишних объёмов из пласта).

2. Пополнять за счёт рекуперации попутного газа (возвращая его обратно в пласты).

Второй путь требует больших капитальных затрат и потому реализуется в редких случаях. Первый же путь нуждается в определенном разъяснении.

Рассмотрим скважину, вскрывающую нефтегазовый пласт (рис. 1а, б). Скважина, вскрывающая пласт в режиме репрессии, практически не вносит возмущений в состояние нефтегазовой смеси. Газ полностью растворен в нефти, так как давление в пласте превышает давление насыщения.

При создании депрессии в скважине в процессе опробования для вызова притока или последующей эксплуатации вокруг скважины формируется воронка стока (зона возмущения, или градиентная зона от перепада давлений

$\frac{P_{пл} - P_{заб}}{r}$) [1, 2]. При этом растворенная газовая фа-

за переходит в обособленное состояние, т.е. газ выделяется (концентрируется) в виде микропузырьков с радиусом порядка $10^{-5} - 10^{-6}$ см. Кинетика выделения газа из нефти аналогична вскипанию перегретой жидкости, в которой пузырьки пара возникают во всем её объёме спонтанно и практически одновременно. В нефти количество микропузырьков, образующихся за 1 сек в 1 см^3 жидкой фазы, достигает 10^{15} . Фазовый переход газа в пузырьковое состояние представляет собой необратимый и нестационарный процесс и происходит при снижении давления в призабойной зоне пласта (ПЗП) ниже давления насыщения.

Этот фазовый переход и создает избыточное газовое давление в пределах воронки стока, которое заставляет нефть и воду поступать из пласта в скважину. Кроме того, пузырьковый газ за счёт архимедовой силы движется в градиентном поле давления воронки стока, опережая вынос жидкой фазы из пласта в скважину. При этом интенсифицируется диффузия растворенного газа за границей воронки стока, т.к.

$$Q_y = Q_r,$$

где Q_y – выход газа на устье фонтанирующей скважины, Q_r – приток газовой фазы на границе воронки стока.

Если газа в пласте много (когда его количество превышает предел растворимости), то его избыток выделяется в газовую шапку или стратифицированную верхнюю часть продуктивного пласта. Вскрытие такого пласта скважиной обычно дает фонтан. Если газа в пласте мало, то вместо фонтана может быть слабый самоизлив нефти или она остается в скважине на некотором статическом или динамическом уровне.

Выходя из пласта в скважину, микроэмульсия газа начинает всплывать под действием градиента гидростатического давления и на уровне разгазирования происходит бурное слияние пузырьков и формирование восходящего газового потока (то, что мы и называем фонтаном).

При большом газовом факторе в лифтовой колонне образуется стержневой режим течения газожидкостной смеси (ГЖС), когда жидкость поднимается вдоль стенки колонны труб. Это наиболее неблагоприятный вид фонтанирования с большим выносом попутного газа [3].

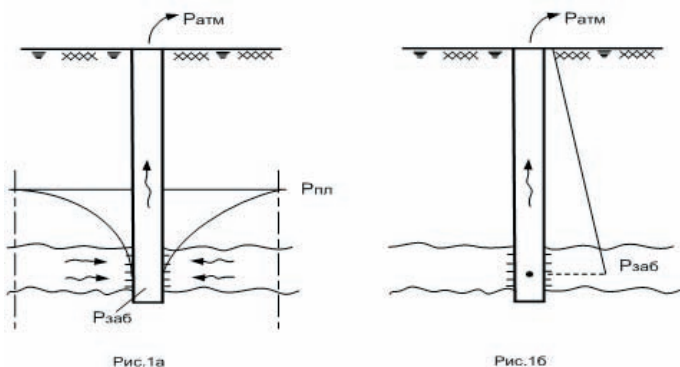


Рис. 1. Градиенты давления в фонтанирующей скважине.

Искусственное диспергирование газа на забое скважины для создания эмульсионной структуры потока ГЖС практически ничего не дает, т.к. предотвратить скопление и коалесценцию пузырьков газа невозможно.

Установка забойных штуцеров в лифтовой колонне также не сдерживает вынос газа, но создает дополнительное (ненужное) гидросопротивление для потока нефти.

Расстановка штуцеров по всей длине лифтовой колонны нецелесообразна по той же причине.

Устьевой штуцер за счет повышения газового давления в скважине снижает депрессию на пласт, т.е. меняет только граничные условия, но не изменяет процесс лифтирования жидкости по колонне труб в целом.

Эту задачу решает система ГСПП (гирляндная система преобразователей потока), которая формирует «чёточную» поршневую структуру восходящего газожидкостного потока в лифтовой колонне и, тем самым, сводит к минимуму расход газа на подъем жидкой фазы [4]. Принудительно заставляя газ работать на подъём жидкости путем его улавливания, ГСПП, таким образом, сдерживает вынос газа из пласта при прочих равных условиях. Эффект от ГСПП выражается в том, что после разделения фаз (газ-жидкость) в пласте, движение газа стопорится гирляндой газовых ловушек, а поступление жидкости из пласта увеличивается за счет разгрузки забоя от гидростатического давления столба жидкости в лифтовой колонне. Другими словами, газ удерживается от всплывания и скольжения газовыми ловушками и выпускается из них в виде поршней, а жидкость удерживается внутри лифтовой колонны, разделенной на секции, что исключает её давление на пласт. В результате, вынос газа подавляется, а вынос жидкости стимулируется.

Термодинамическое равновесие флюидов в не вскрытых нефтегазовых пластах устанавливается самопроизвольно. Нефтяная фаза растворяет при данных PVT-условиях ровно столько газа, сколько позволяет предел растворимости. Пересыщение выделяет избыточную часть газа в самостоятельную фазу (газовая прослойка в кровле пласта или газовая шапка залежи).

В таких пластах газовая часть движется к забоям скважин отдельно, а выделение газа из нефтяной части идет в газовую, что, в итоге, интенсифицирует общую дегазацию залежи (рис. 2).

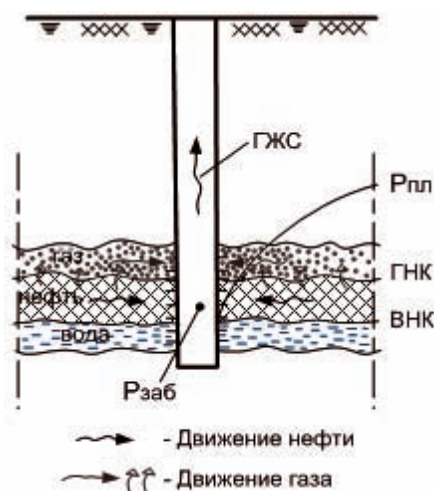


Рис. 2. Схема движения нефти и газа из пласта в скважину.

Приведем условный расчет эффекта от применения технологии ГСПП на одной скважине.

Исходные данные (до проведения работ):

- дебит нефти - 10 тыс.т/год;
- объем попутного газа 5 млн. м³;
- средняя цена работ по установке ГСПП (на одну скважину) - \$150 тыс.

Гарантируемые минимальные показатели эффективности ГСПП:

- увеличение притока нефти на 20% (на 2 тыс. т).
- снижение газового фактора в два раза (с 5 до 2,5 млн. м³).

Результаты применения ГСПП за год:

1. Прирост добычи нефти - 2 тыс. т. При цене нефти \$400 за тонну дополнительная выручка компании составит \$800 тыс. (2 тыс. т · \$400).

2. Снижение объемов выхода попутного нефтяного газа (ПНГ) в два раза. Для утилизации «недобытого» ПНГ в объеме 2,5 млн. м³ потребовалось бы, например, приобретение электростанции мощностью около 1200 кВт. При средней цене электрогенерирующего оборудования от \$1 тыс. за 1 кВт вырабатываемой мощности потребуются капиталовложения не менее \$1,2 млн.

Выводы

За счет установки ГСПП только на одну скважину нефтяная компания:

а) получит только в течение первого года дополнительный доход в \$800 тыс. (при том, что ГСПП будет работать на скважине многие годы);

б) сэкономит \$1,2 млн. на приобретении оборудования для утилизации ПНГ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зайцев Ю.В. и др. Теория и практика газлифта. - М.: «Недра», -1987. - 256 с.
2. Муравьев И.М. и др. Технология и техника добычи нефти и газа. - М.: «Недра», - 1971. - 496 с.
3. Виноградов К.В. Движение газонефтяной смеси в фонтанных скважинах. - М.: «Недра», - 1964.
4. Иванников В.И. Пластовая энергия нефтегазовых залежей и её рациональное использование. // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», - 2010. - № 1. - с. 23-25.

Пульсационный характер разработки Уренского нефтяного месторождения

Е.А. Гладков¹ – канд. г. - м. наук, доцент; А.Г. Плавник² – канд. г. - м. наук, снс;

Л.Я. Ерофеев¹ – доктор г. - м. наук, профессор

(Национальный исследовательский Томский политехнический университет;

Учреждение Российской академии наук Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофиму-
ка СО РАН Западно-Сибирский филиал²)

На основании проведенного анализа разработки Уренского месторождения выявлены особенности флюидодинамического режима работы залежи, обусловленного пульсационным характером подпитки углеводородами из более глубоких горизонтов.

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

Одной из основных задач нефтепромысловых исследований, направленных на оптимизацию системы разработки месторождений углеводородов, является постоянное уточнение их геологического строения. Несмотря на большое количество разрабатываемых месторождений, до сих пор нет четкого представления о режиме работы залежи, вызванном внешним воздействием.

ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ УРЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Уренское месторождение, как и многие другие, было открыто при проведении геолого-геофизических исследований с целью поисков нефтяных и газовых месторождений на территории Западной Сибири, начатых еще в 1947 году выполнением комплекса региональных работ, который включал проведение мелкомасштабной геологической съемки, гравиразведочных, магниторазведочных, электроразведочных, сейсморазведочных работ и бурение серии опорных скважин.

В 1962 году в Сургутском районе ХМАО и в Уватском районе Тюменской области сейсмпартией 43/62 проводились работы методом отраженных волн по двухточечной системе. По реке Демьянка отработано 170 пог. км, по р. Урна – 22 пог. км. В результате этих работ было установлено западное крыло и сводовая часть Уренского поднятия.

Непосредственно на территории Уренского месторождения поиски структур-ловушек нефти и газа начаты в 1969-1970 гг. работами сейсмпартии 20/69-70. Сейсморазведочные работы проводились в пределах Уренского куполовидного поднятия, осложняющего северную часть Демьянского мегавала. По результатам выполненных работ выявлены и подготовлены к глубокому бурению Уренской структуры.

Работами сейсмических партий 111/88, 111/89 проведены исследования ВСП (вертикальное сейсмопрофилирование) в скважинах №№ 19, 20 в пределах юго-западной части Западно-Сибирской плиты на Уренском месторож-

дении с целью изучения волнового поля и скоростной характеристики разреза. Получены волновые поля ВСП, на которых прослежены отражающие границы, связанные с отложениями платформенного чехла, проведена стратиграфическая привязка их к разрезу скважин. В 2004 году в отчетах Мартюшева А.А. и Пузиковой М.М. были изложены результаты обработки данных трёхкомпонентного ВСП в скважинах №№ 13, 34 и 44.

В 2001-2005 гг. на Уренском лицензионном участке проводились сейсморазведочные работы МОВ ОГТ-ЗД, с целью детального изучения геологического строения Уренского месторождения по отражающим горизонтам доюрского основания, юрских и меловых отложений (сейсмпартии 4/01-02, 4/02-03, 4/03-04). В результате этих работ выявлены ловушки структурного, структурно-литологического и структурно-стратиграфического типов.

Уренская площадь введена в глубокое бурение в 1970 году. Поисковая скважина № 11, пробуренная в 1970 году на северном погружении структуры, при испытании интервала 2378-2385 м дала промышленный приток нефти дебитом 34 м³/сут на 6 мм штуцере.

Геологическое строение, нефтегазоносность, петрофизические, промыслово-геофизические и сейсмические характеристики мезозойско-палеозойских образований Уренского месторождения изучались многими учеными и специалистами геологоразведочных и нефтегазодобывающих предприятий, научно-исследовательских организаций.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ УРЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В отличие от большинства локальных структур Среднего Приобья в сводовых частях Уренского поднятия установлено отсутствие в разрезе ниже-среднеюрских и частично верхнеюрских отложений, что приближает эти структуры по геологическому строению к локальным объектам Шаимского нефтегазоносного района. Продуктивный горизонт Ю₁, подобно пласту П Шаимского района, развит на склонах структур в межгрядовых углублениях. Такое строение разреза определило поведение основных отражающих горизонтов. В основании мезозойского разреза повсеместно прослеживается только подошва осадочного чехла – сейсмический отражающий горизонт «А». Отражающий горизонт «Т», приуроченный к кровле среднеюрских отложений, прослежен только на крыльях Уренского поднятия. Несколько

шире, но также не повсеместно прослеживается на этих структурах основной сейсмический репер Западной Сибири - отражающий горизонт «Б», приуроченный к баженовской свите верхней юры.

По кровле фундамента (отражающий горизонт «А») Уренская структура представляет из себя достаточно круглое, высокоамплитудное поднятие близкое к изометрической формы, несколько вытянутой с запада на восток. В пределах замыкающей изогипсы – 2310 м размер структуры составляют 10х8 км. За счет структурных осложнений, выступающих в восточном и западном направлениях, длина структуры увеличивается до 13 км. Амплитуда поднятия составляет около 100 м, углы наклона крыльев достигают 3-4 и более градусов. Такие углы наклона в Западной Сибири встречаются нечасто, возможно это связано со сложностью корреляции сейсмического горизонта «А».

Горизонт «Б» на Уренской структуре развит только на крыльях, а вся присводовая часть характеризуется отсутствием верхнеюрских отложений. В связи с таким характером распространения отражающих горизонтов структурный план по горизонту «Б» отличается от «А» только некоторым выполаживанием на крыльях и небольшим увеличением в размерах. Структура по поверхности горизонта «Б», так же, как и по поверхности фундамента, замыкается по изогипсе –2290 м, но размеры структуры при этом несколько больше: 10х10 км, а за счет узкого структурного носа на востоке увеличивается до 13х10 км. Амплитуда структуры остается такой же, что и по фундаменту, т.е. 90 м.

Унаследованность структурных планов наблюдается и по более молодым отложениям.

ХАРАКТЕРИСТИКА ТОЛЩИН И КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ОСНОВНОГО ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА Ю₁ УРЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На Уренском месторождении, основным продуктивным пластом является пласт Ю₁, выделяющийся в разрезе различными морфологическими соотношениями песчано-алевролитовых и глинистых пород с прослоями плотных карбонатизированных разностей.

Эффективная толщина пласта Ю₁ изменяется от 1,6 м (скважины №№ 39, 40) до 34,6 (скважина № 29) и определяется, в основном, условиями осадконакопления, которые обусловлены положением скважины относительно "целиков" фундамента. Минимальные эффективные толщины (1,6 м) приурочены к местам выхода фундамента на дневную поверхность во время формирования пласта Ю₁.

На участках залежи, непосредственно примыкающих к таким зонам эффективные толщины также минимальны. На юге основной залежи вскрыты зоны повышенных эффективных толщин - более 30 м.

Нефтенасыщенные толщины пласта Ю₁ также весьма существенно меняются по площади залежи, отражая изменение эффективных толщин в границах распространения залежи. Нефтенасыщенные толщины в пределах основной залежи увеличиваются с севера на юг, достигая максимума в районе скважин №№ 18, 32.

Фильтрационно-ёмкостные параметры продуктивных пластов определялись по данным керна, ГИС и гидродинамических исследований скважин. Средняя пористость по керну равна 15,6%. Пористость по образцам изменяется от 13,0 до 18,9%.

В водонасыщенной части пористость изучена на 9-ти образцах керна всего в одной скважине. Средняя пористость водонасыщенной части оказалась несколько выше, чем в нефтенасыщенной части и составляет 17,3%.

Более 72% объема выборки коллектора имеют проницаемость более 200 мД, остальные образцы распределены равномерно в интервале ниже 100 мД.

Геологическое строение Уренского месторождения, свидетельствует о существенном воздействии тектонических факторов, сопровождавшихся мощными интрузивными и эффузивными процессами, сформировавших сложную систему разломов, прослеживаемых не только в кристаллическом фундаменте, но и частично проникающих в юрский и неокомский комплексы [1]. Вследствие продолжительности воздействия отмеченных факторов, а также сопутствующих гидротермальных процессов, вызванные ими изменения структуры порового пространства и коллекторских свойств вмещающих пород могут быть весьма значительными. При этом возможно существенное увеличение неоднородности коллекторов. Кроме того, выяснилось, что выработка извлекаемых подвижных запасов нефти, обусловлена влиянием «глубинных факторов», вызванных тектоническими процессами, а также отсутствием мощных глинистых флюидоупоров между комплексами. Что, очевидно, способствует флюидодинамическому взаимодействию между коллекторами юрских отложений и палеозойского фундамента. Возможно, что именно эти условия являются ключевыми факторами, которые целесообразно рассматривать в качестве благоприятных при оценке перспектив нефтегазонасыщенности пород фундамента.

Интересно отметить, что флюидодинамическая система фундамента имеет существенно неравномерное и не повсеместное развитие. В этих условиях при решении вопросов связанных с оценками перспектив нефтегазонасыщенности, породы фундамента представляются в целом слабопроницаемыми. Подобное возможно и при изучении более локальных объектов, например, при подсчете запасов месторождений углеводородов юрского комплекса или составлении проектов их разработки, за исключением относительно небольшой по толщине коры выветривания, фундамент преимущественно рассматривается в качестве флюидоупора. Тем не менее, как показывает практика, такой подход не всегда правомерен, и может привести к существенному отклонению проектных и фактических показателей разработки и, в конечном итоге, к снижению эффективности разработки месторождений.

Согласно рис. 1, можно сделать вывод о существенном подтоке нефти из других горизонтов, что выражается пульсационным характером работы залежи.

Значительные и устойчивые колебания (на десять и более градусов) температуры поступающих в скважины флюидов свидетельствуют о существенном воздействии одного или нескольких факторов, имеющих, очевидно, большое влияние не только на геотермические условия в пластах, но и на происходящие в них фильтрационные процессы (рис. 1).

Корреляционный анализ взаимосвязи температуры с другими данными ежедневного мониторинга работы эксплуатационных скважин – забойным давлением, обводнённостью продукции, дебитом скважин по нефти и суммарного дебита жидкости показал, что между температурой добываемого флюида и обводнённостью продукции скважин прослеживается преобладание отрицательных коэффициентов корреляции. Такая же тенденция характерна и для соотношения температур и приведенных давлений. В распределениях коэффициентов корреляций температуры с дебитами по нефти и по жидкости, наоборот преобладают положительные корреляции.

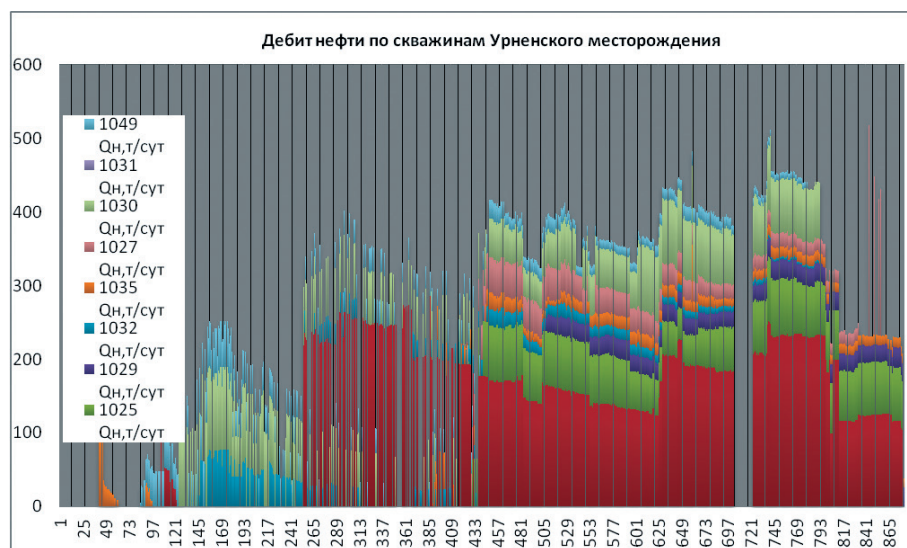


Рис. 1. Дебит нефти по скважинам Уренского месторождения.

Скорее всего, основная причина, обуславливающая резкие повышения в температурах добываемых флюидов заключается в подтягивании в процессе разработки флюидов из более глубоких коллекторов кристаллического фундамента, которые залегают на 300–600 м (или более) ниже

продуктивных отложений Уренского месторождения. Преобладание отрицательной корреляционной связи обводнённости продукции и температуры, видимо, обусловлено увеличением коэффициента извлечения нефти в условиях повышенных температур вытесняющих вод, но не исключено и то,

что в поступающем из доюрского фундамента флюиде определенную долю составляют углеводороды.

ВЫВОДЫ

Таким образом, пульсационный характер работы залежей Уренского месторождения, скорее всего, обусловлен воздействием «глубинных факторов», связанных с подтоком углеводородов из других горизонтов.

Для решения этих вопросов необходимо выполнение комплекса исследований, в том числе и имеющих гидрогеохимическую, гидродинамическую и геотермическую направленность, с привлечением к анализу накапливаемой промышленной информации, выполнением дополнительных лабораторных аналитических исследований и проведением специализированных экспериментальных работ по режимам работы нагнетательных и добывающих скважин.

Не исключено, что подток углеводородов на Уренском месторождении возможен в результате их деформационно-метасоматического преобразования [2–12].

ЛИТЕРАТУРА

1. Хасанов Р.Н., Судакова В.В., Личагина Л.А. Моделирование геологических объектов Уренского месторождения нефти на основе комплексного анализа материалов сейсморазведки и бурения. Вестник недропользователя ХМАО. - Ханты-Мансийск; - 2004. - вып. 15. - с. 25-30.
2. Гладков Е.А. Теоретическая и практическая невозможность построения детальной фильтрационной модели на основе геологической модели // Бурение и нефть. - М.: ООО «Бур-нефть», - 2009. - № 7-8. - с. 22-23.
3. Гладков Е.А. О полигенной природе формирования углеводородосодержащих трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов // Бурение и нефть. - М.: ООО «Бур-нефть», - 2011. - № 10. - с. 16-19.
4. Гладков Е.А. Полигенное образование углеводородов в трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», - 2011. - № 11. - с. 23-27.
5. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Трехмерная геолого-технологическая модель месторождения УВ на основе индивидуальной поскважинной адаптации // Газовая промышленность. - М.: ОАО «Газпром», - 2010. - № 5. - с. 36-39.
6. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Разработка нефтегазовых месторождений, осложненная влиянием глубинных разломов // Региональная геология и металлогения. - Санкт-Петербург: Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского", - 2010. - № 41. - с. 100-106.
7. Гладков Е.А. Влияние метасоматоза на разработку месторождений углеводородов // 1-й Российский Нефтяной конгресс: Матер. научно-практ. конф. - г. Москва, 14–16 марта 2011. - М.: - 2011. - с. 90–93.
8. Гладков Е.А. Необходимость учета деформационно-метасоматических преобразований залежей углеводородов в процессе их разработки // Нефтяное Хозяйство. - М.: - 2012. - № 2. - с. 46-49.
9. Гладков Е.А. Гипотеза о полигенезе углеводородов в трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах Восточной Сибири // Отечественная геология. - М.: Федеральное государственное унитарное предприятие «Центральный научно-исследовательский геологоразведочный институт цветных и благородных металлов», - 2012. - № 3. - с. 73-77.
10. Гладков Е.А., Плавник А.Г. Оценка влияния неоднородности свойств продуктивных пластов на разработку нефтяных залежей с использованием системы поддержания пластового давления (СППД) // Гео-Инжиниринг. - Краснодар: ЗАО НИПИ «ИнжГео», - 2012. - № 2. - с. 84-93.
11. Гладков Е.А. Полигенез углеводородов в карбонатных коллекторах как неиссякаемый источник сырья в Восточной Сибири // Oil&Gas Journal Russia. - 2012. - № 3. - с. 42-46.
12. Гладков Е.А. Возможные ресурсы матричной нефти в Восточной Сибири // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз», - 2012 - № 2. - с. 10-14.

Особенности процесса отложений сульфата бария в скважинном оборудовании с участием активных органических соединений нефти

Л.А. Шангараева – аспирант; А.В. Петухов – доктор г. - м. наук, профессор
(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Разработка многих нефтяных месторождений осложнена выпадением неорганических соединений из попутно-добываемой воды. Отложение солей в призабойной зоне скважин и на нефтепромысловом оборудовании приводит к увеличению числа аварий и простоев скважин, значительно сокращению межремонтного периода их работы. Поэтому необходимо изучить причины, вызывающие отложение труднорастворимых соединений, а также процессы, протекающие при этом с целью разработки методов предупреждения и борьбы с отложениями солей.

Образование солей начинается в тот момент, когда состояние любого природного раствора нарушено путём превышения растворимости одного или более компонентов. Растворимость же самих минералов имеет сложную зависимость от температуры и давления. Как правило, увеличение температуры приводит к увеличению растворимости в воде различных минералов. Большинство ионов растворяется при высоких температурах. Аналогично, уменьшение давления приводит к уменьшению растворимости. Но не все минералы подчиняются типичной температурной зависимости. Растворимость сульфата бария увеличивается в 2 раза в температурном диапазоне от 25 °С до 100 °С и далее во столько же раз уменьшается по мере приближения к 200 °С [3].

Низкая растворимость сульфата бария практически во всех растворителях, по сравнению с другими солеобразующими минералами, делает его крайне нежелательным из всех органических и неорганических отложений, которые встречаются в процессе эксплуатации нефтяных скважин при высокой обводнённости продукции. Соли бария являются наиболее трудноудаляемыми компонентами солевых отложений. Барий часто встречается в высокоминерализованных пластовых водах нефтяных месторождений, где концентрация его нередко достигает 0,15-0,5 г/л. При наличии даже небольших концентраций сульфат-иона (BaSO_4) барит может выпадать в осадок [2].

Отмечено, что отложения сульфата бария (барита), отобранные из нефтепромыслового оборудования и НКТ, обладают повышенной радиоактивностью, что обусловлено наличием радиоактивных изотопов радия, которые ассоциируются в подземных водах с барием. В осадок выпадает радиоактивный радиобарит, что облегчает его обнаружение, как в скважинах, так и в наземных коммуникациях [3].

Образование твёрдой фазы из водных растворов происходит после их пересыщения, когда начинается зарождение и рост кристаллов. Время, между образованием пересыщенного раствора и появлением первых видимых изменений физико-химических свойств раствора, определяется как индукционный период. Для успешной разработки мер, препятствующих отложению солей, важно иметь представление о параметрах и условиях формирования солевых осадков и их зависимость от пересыщения раствора. Более того, необходимо знать условия, при которых происходит спонтанное осаждение и последующую кинетику осаждения, которые могут значительно отличаться в зависимости от пересыщения раствора. Знание кинетики самопроизвольного осаждения также необходимо для правильного подбора ингибиторов. Таким образом, оба процесса, как зарождение, так и рост кристаллов, очень важны и должны быть подробно исследованы для того, чтобы иметь возможность контролировать образование труднорастворимых солей при эксплуатации нефтяных скважин.

Была проведена серия опытов по изучению влияния пересыщения раствора на индукционный период и скорость осаждения барита. Для описания кинетики процесса нами использовались кривые зависимости изменения оптической плотности во времени после смешения двух жидкостей при определенной минерализации, в одной из которых содержится барий, в другой - сульфат-ионы с различными концентрациями.

Кривые можно разделить условно на два типа: с индукционным периодом и без выраженного индукционного периода. Кривые с выраженным индукционным периодом наблюдались только при смешении вод при эквимолярном соотношении и при относительном пересыщении менее 30 или с избытком одного из противоионов при относительном пересыщении менее 3. При смешении вод при относительном пересыщении более 30, случай наиболее часто встречающийся при нарушениях эксплуатационных колонн, при эквимолярном соотношении или с избытком одного из противоионов при относительном пересыщении более 3 индукционный период составляет несколько минут.

В комплексный состав солевых осадков, выпадающих при добыче нефти, входит углеводородная составляющая, представленная в основном ароматическими, непредельными углеводородами, сернистыми соединениями, парафинами,

смолами и асфальтенами. Предполагается, что причиной солеотложений служат водорастворимые компоненты нефти, которые переходят в воду вследствие турбулизации потока и смешения нефти с водой [2]. За счет адсорбции водорастворимой органики, главным образом нефтяных кислот и их солей, гидрофобизируются образующиеся в потоке кристаллы солей, что способствует их прилипанию друг к другу, а также прилипанию к гидрофобным поверхностям труб по схеме на рис. 1.

Активные соединения нефти полярной частью 1 адсорбируются на поверхности 2 оборудования, или твердых минеральных частиц, выпавших кристаллов и гидрофобизируют их, так как гидрофобная часть молекул 3 обращена в сторону окружающей среды (рис. 1 а). Гидрофобизация происходит в основном вследствие химической адсорбции активных водорастворимых компонентов нефти. Образуется адсорбционный слой 4 и возникает разность полярностей между твердой поверхностью и прилегающим слоем жидкости [1].

Уравнивание разности полярностей происходит за счет притягивания к поверхности выпавших кристаллов и других твердых частиц, также имеющих на своей поверхности адсорбционный слой активных компонентов (рис. 1б,в). Каждая новая частица имеет гидрофобно ориентированный одинарный слой мо-

лекул активных компонентов в сторону окружающей среды 4, 5, 6, ... n, между которыми всегда возникает разность полярностей. Так, при уравнивании этой разницы полярностей происходит притягивание и отложение на этой поверхности новых твердых частиц из объема жидкости. Процесс прилипания твердых частиц имеет непрерывный цепной характер. По такой схеме на поверхности оборудования и каждой прилипшей фазы образуется двойной слой адсорбированных молекул активных компонентов. А поверхность, обращенная в сторону окружающей углеводородной среды, опять испытывает разность полярностей и притягивает другие фазы.

Достоверность механизма подтверждается существованием нефтяных эмульсий, где на поверхности глобул воды имеется двойной адсорбционный или полимолекулярный слой естественных активных компонентов нефтей и их солей. Взаимное соединение таких частиц и прилипание их к поверхности оборудования, имеющего аналогичный двойной адсорбционный слой активных компонентов, возможно лишь при наличии соответствующих условий для проявления адгезионных свойств.

Органические составляющие солевых отложений обладают избыточной свободной поверхностной энергией, чем объясняется их закрепление на поверхности солевых частиц за счет физической адсорбции.

Исследованиями Ле-Фавра показано [3], что непредельные углеводороды, особенно ароматические, обладают наибольшей средней молекулярной полярностью. Именно с этими особенностями ароматических и непредельных углеводородов связана высокая адсорбируемость их полярными адсорбентами, каковыми являются частицы солей. Поэтому необходимо изучить влияние на процесс солеотложения нефтяных компонентов.

Данные проведенного исследования показывают, что в присутствии органики, выделенной из солеотложений, индукционный период кристаллизации сульфата бария из пересыщенного водного раствора незначительно уменьшается для Ромашкинского месторождения. Однако по его завершению выпадение солей происходит быстрее, чем без добавок, т.е. время окончания реакция уменьшается.

Органические соли, обладающие высокими адгезионными свойствами, прилипая к поверхности оборудования, могут служить зародышами образования отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования. Так, под влиянием естественных органических активных компонентов нефти происходит формирование и рост отложений солей из нефтеводогазовой смеси на поверхности нефтяного оборудования.

Влияние нефтяных компонентов на процесс солеотложений подтверждается результатами проведенных экспериментов. Была исследована физико-химическая активность водорастворимых естественных ПАВ нефти, т.е. способность их осаждать ионы различных металлов, содержащихся в пластовых водах. Исследования проводили в условиях, имитирующих образование отложений под влиянием активных органических соединений нефти в скважинах. Для этого были выделены активные водорастворимые органические компоненты из отложений Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. Водный раствор их вводили в модель пластовой воды и интенсивно перемешивали. Дозировка активной органики в воду привела к осаждению ионов металлов (табл. 1).

Образование органических солей при взаимодействии нефтяных кислот и их водорастворимых солей с водами, содержащими ионы бария, можно выразить следующими уравнениями:

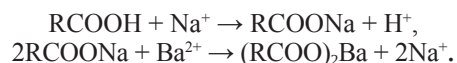


Таблица 1. Влияние нефтяных компонентов на процесс осаждения ионов бария.

Дозировка активной органики из солеотложений, %	Осаждение ионов Ba из модели пластовой воды, %
0,01	8
0,03	17

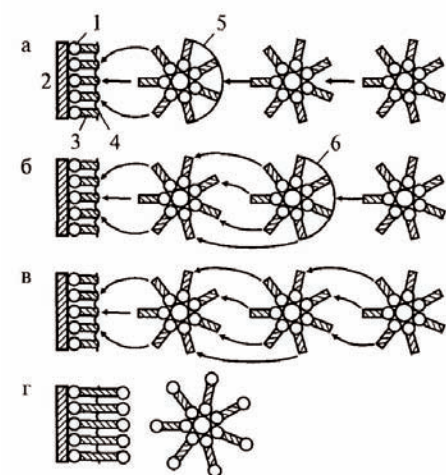


Рис. 1. Формирование отложения солей:
1 - полярная часть молекул;
2 - твердая поверхность;
3 - неполярная часть молекул;
4-6 - адсорбционный слой,
а, б, в - процесс отложения твердых частиц на поверхности оборудования;
г - свободное существование частиц в объеме жидкости.

Аналогично образуются нерастворимые органические соли других ионов под влиянием активных компонентов нефти в условиях скважины.

Объяснение образования отложений солей, исходя из влияния на процесс активных органических компонентов нефти, дает возможность рассматривать его с точки зрения поверхностных явлений и позволяет разделить этот процесс на две стадии: 1) химический процесс, при котором под влиянием активных органических (кислотных) соединений нефти нарушается

фазовое равновесие, вследствие чего выпадают нерастворимые соли нефтяных кислот; 2) физико-химический процесс, при котором выпавшие нерастворимые соединения откладываются на поверхности оборудования. На этой стадии активные органические соединения нефти участвуют в адсорбционных процессах и обеспечивают адгезию как друг к другу, так и к поверхности оборудования, т.е. обуславливают рост кристаллов.

Подобное разделение дает возможность разрабатывать рекомендации и

мероприятия по борьбе с образованием отложений в нефтепромысловом оборудовании из пластовой воды под влиянием кислотных соединений нефти. Полученные результаты показывают, что при выборе ингибиторов солей отложений недостаточно лабораторных исследований по изучению кинетики кристаллизации солей из пересыщенных попутных вод в присутствии ингибиторов. Необходимо добиваться, чтобы поверхностная активность ингибиторов была выше таковой для нефти данного месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахметшина И.З. Механизм отложения солей в нефтепромысловом оборудовании // Нефтепромысловое дело. – М.: «ВНИИОЭНГ», - 1982. № 4. - с. 14-16.

2. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, - 2000. – 414 с.

3. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М.: Орбита-М, - 2004. - 432 с.

4. Крабтри М., Эслингер Д., Флетчер Ф., Миллер М. Борьба с солеотложениями - удаление и предотвращение их образования. // Нефтегазовое обозрение. - 2002. - № 2. - с. 52-73.

УДК 622.276

Картирование, разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа, находящихся в зонах субвертикальной деструкции

В.А. Дегтярев – ассистент, аспирант; М.А. Зайков – лаборант, студент (ТюмГНГУ)

Исследователями И.И. Нестеровым, В.П. Потеряевой, Ф.К. Салмановым показано, что между площадью месторождения и запасами в нем углеводородов не существует корреляционной зависимости [5]. Очевидно, что истинная структура промышленных запасов нефти и газа, устанавливаемая в процессе освоения и длительной разработки месторождений, принципиально иная и более сложная, чем принимаемая изначально при проектировании систем разработки. Фрактальная пульсирующая модель геолого-геофизических полей для месторождений нефти и газа вносит коренные изменения в технологию их поиска, разведки и разработки. В этой связи актуально решение за-

дачи картирования малоразмерных ловушек нефти и газа, связанных, как структурным типом залежей, так и с литологическими, стратиграфическими и тектонически экранированными ловушками. Размеры таких объектов могут не превышать нескольких сотен метров, которые стандартными методами поисков и разведки не картируются в силу редкой сети геофизических измерений, редкой системы скважин, либо вносят определенные искажения в морфологию структурных поверхностей, карты геофизических и расчетных параметров. Структурные построения по данным разведочного бурения без привлечения материалов сейсморазведки почти всегда искажены пространственным

эйлиас-эффектом. Эти ложные построения могут приводить к ошибочным заключениям о геологическом строении изучаемых объектов [1].

Результаты численного эксперимента, проведенного С.Р. Бембелем, показывают действие эйлиас-эффекта (рис. 1). Структурная карта, полученная по материалам 3D-сейсморазведки (равномерная сетка точек отражения 50×50 м), представлена на рис. 1а. Карты с искусственно разреженной плотностью сетки 100×100, 250×250 и 500×500 м приведены на рис. 1 б, в, г соответственно. Структурная карта, построенная по плотности сетки 2D-сейсморазведки (шаг между профилями 1-1,5 км), приведена на рис. 1д. На карте, построенной с плотностью точек 50×50 м (рис. 1а), выделяется несколько мало-размерных положительных элементов, сохраняющих свое положение и на карте, с плотностью точек 100×100 м (рис. 1б). При более редкой сетке морфология по-

верхности теряет свою выразительность (рис. 1 в), сглаживаются внешние очертания структур, уменьшается их амплитудная выраженность. При эксплуатационном разбуривании месторождений в Западной Сибири обычно используется сетка 400×400 м и реже. Поэтому даже результаты бурения и материалов геофизических исследований не всегда отражают морфологические особенности кровли продуктивных объектов и их внутреннее строение. Структурная карта в варианте плотности сейсморазведки 2D существенно отличается от ранее приведенных построений (рис. 1д). Подобные структурные карты в итоге проведения I и II этапа геолого-разведочных работ обычно используются при подсчете запасов и проектировании разработки на большинстве месторождений [1].

Взаимосвязь мозаичного строения нефтяного поля и продуктивности скважин показана на примере объ-

екта ЮВ₁ Северо-Хохряковского месторождения. Подобная "мозаичная" структура нефтяных полей типична для месторождений нефти и газа в Западной Сибири. Малые размеры изолированных залежей приводят к быстрому падению добычи на естественном режиме разработки без поддержания пластового давления. Задача оптимального размещения нагнетательных скважин при мозаичной структуре нефтяного поля становится нетривиальной, а для ее успешного решения необходима детальная информация о контурах каждой изолированной залежи. Аналогичным примером служит Западно-Варьганское месторождение, расположенное в пределах Среднеобской НГО (ХМАО-Югра). В процессе разбуривания и эксплуатации месторождения существенно уточнилось геологическое строение, подсчетные параметры и добычные возможности продуктивных горизонтов. Коэффициент продуктивности объекта БВ₁₀ по данным эксплуатации добывающих скважин оказалась существенно выше, чем предполагалось. Фактический средний дебит нефти оказался выше проектного в 9 раз [1].

Первыми в Западной Сибири с проявлением локальных очагов геодинамики столкнулись геофизики при интерпретации материалов сейсморазведки. Ярким проявлением подобных очагов мы считаем субвертикальные зоны деструкции. Выявились определенные закономерности в конфигурации контуров и поперечных размеров субвертикальных зон деструкции (СЗД) в горизонтальных сечениях. Эффективный поиск и разведка фактальных резервуаров, заполняемых углеводородами (УВ) в пульсирующем режиме, возможен с применением высокоразрешающих объемно-временных геофизических методов, например, сейсморазведки 4D. Должны измениться и принципы подсчета запасов УВ сырья фактальных залежей, для которых размеры СЗД займут главенствующее положение.

Проявление геодинамической активности рассмотрено на примере Тагринского, Ван-Еганского, Северо-Хохряковского и других месторождений, проанализирована степень выразительности проявления выявленных СЗД в плане и в разрезе. Очевидным свойством выделяемых зон деструкции является приуроченность их к проявлению, прежде всего, локальных положительных форм (выступов, структур) фундамента. Поэтому наиболее вероятными участками картирования на

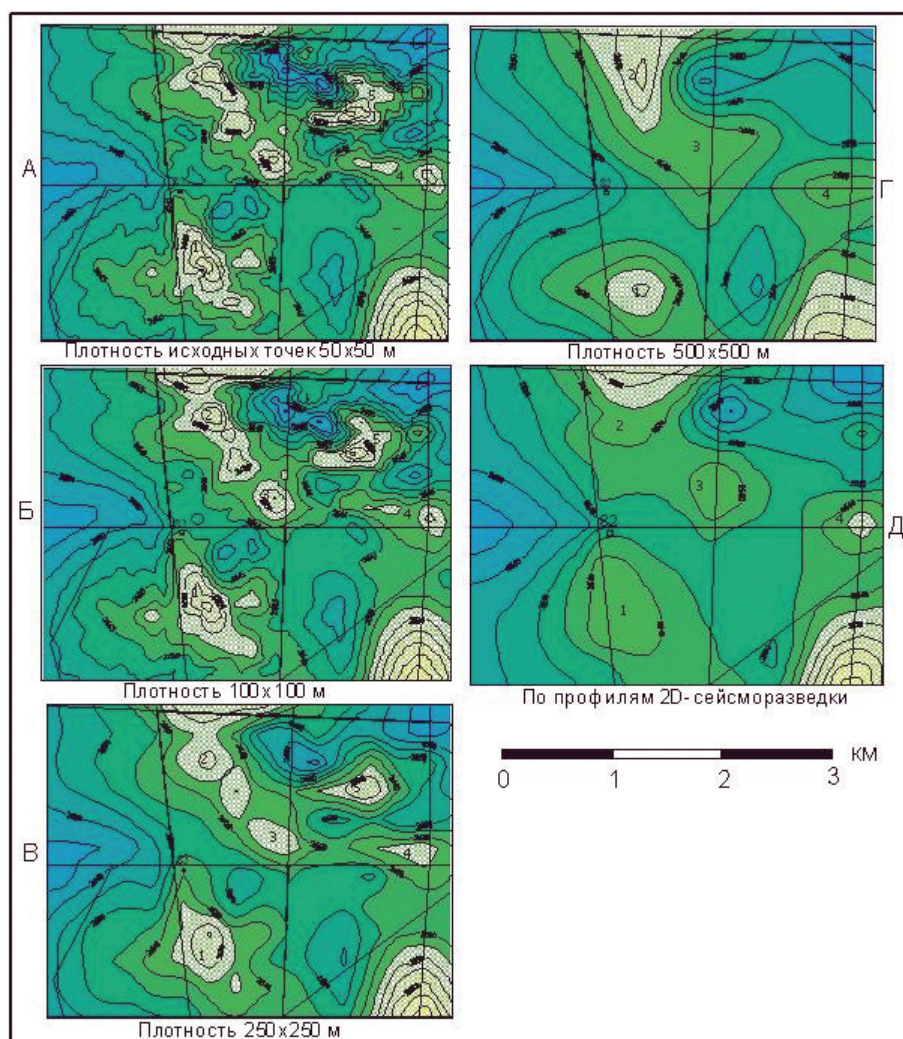


Рис. 1. Структурные карты по кровле пласта Ю₁, построенные с различной плотностью исходной информации.

временных разрезах участков зон деформации являются ярко выраженные локальные выступы и приуроченные к ним локальные поднятия [1].

Локализованные энергетические источники в очагах СЗД обеспечивают рельефообразование локальных диапироподобных структурных форм, с вершин которых происходит сброс осадочного материала в ближайшие отрицательные структуры с одновременной сортировкой материалов по фракциям. В результате в осевых частях ближайших палеоврезов, локальных депрессионных долин и отдельных "карманов" накапливается наиболее крупнозернистый осадочный материал с высоким коэффициентом проницаемости, т.к. более тонкодисперсный глинистый материал выносится на достаточно большое расстояние благодаря высокой энергии турбидитовых потоков, порождаемых палеоземлетрясениями в очагах зон деформации [1].

Разгадка генетического механизма образования локальных очагов высокодебитных зон представляется актуальной, поскольку природа их образования предопределяет как методологию поиска, разведки и разработки залежей нефти и газа в целом, так и весь набор методов и технологий их надежного картирования и освоения.

Подтверждением служат результаты геолого-геофизического и промыслового анализа на уникальном многопластовом Ван-Еганском место-

рождении с интервалом нефтегазоносности свыше 2000 м. В разрезе месторождения выявлено более 50 продуктивных пластов, содержащих нефтяные, газовые, нефтегазовые залежи. Степень локализации очагов повышенных отборов нефти характеризует приведенный фрагмент карты на рис. 2, на котором выделены наиболее продуктивные участки в районе скважин, накопленная добыча нефти которых превысила 200 тыс. т, достигая по отдельным скважинам 500 тыс. т и более [1].

Разработка подобных месторождений должна проводиться с учётом величины восстанавливаемых глубинных углеводородных потоков. Если скорость отбора при разработке будет превышать скорость поступления восстанавливаемых ресурсов, то давление внутри водоносных горизонтов приведет к обводнению эксплуатационных скважин. Обводнение добывающих скважин на северных месторождениях Западной Сибири является крайне нежелательным, но широко распространенным.

Таким образом, необходимым условием, обеспечивающим успешную разработку месторождений при минимальном обводнении эксплуатационных скважин, является соблюдение режимов отбора, не превышающий восстанавливающий залежь глубинный дега-

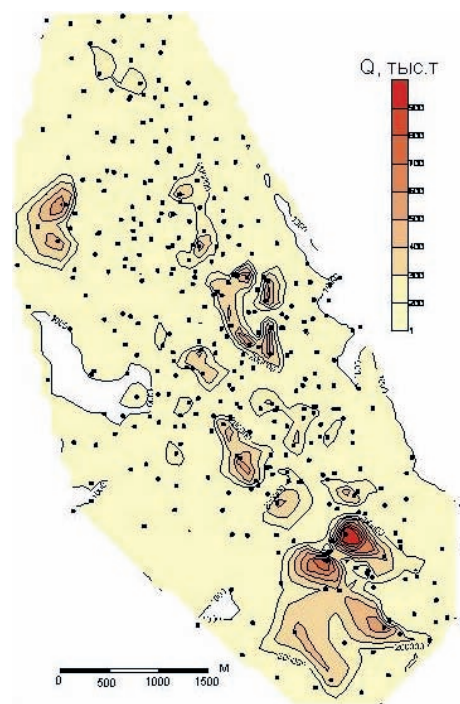


Рис. 2 Фрагмент карты накопленных отборов нефти (тыс. т) в северной части Ван-Еганского месторождения.

зационный поток, а также правильное размещение нагнетательных скважин. Необходимо отказаться от площадных и рядных систем разработки в их нынешнем виде и отдать предпочтение избирательному очаговому заводнению.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бембель С.Р. «Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири». Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Тюмень: ТюмГНГУ, – 2011.
2. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. «Геосолитоны: функциональная система Земли концепция разведки и разработки месторождений углеводородов». Тюмень: «Вектор Бук», - 2003. - 344 с.
3. Шахновский И.М. «Происхождение нефтяных углеводородов». М.: «ГЕОС», – 2001. - 72 с.

4. Бембель Р.М., Бембель С.Р., Кашин А.Е., Ласковец Е.Б. «Связь очагов активного нефтегазоаккумуляции и глубинных криогенных источников» // в сб. научн. тр. «Итоги фундаментальных исследований криосферы Земли в Арктике и Субарктике». Новосибирск: «Наука», Сиб. предприятие РАН, – 1997, - с. 193-199.
5. Мегеря В.М. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли. – М.: Локус Станди, - 2009. – с. 106-151.

УДК 622.24.05.32

О корректности инженерных решений по составу КНБК и эффективности бурения верхних интервалов большого диаметра глубоких скважин

Ю.Г. Буримов – начальник отдела бурения
(ООО «Ай Ди Эс Дрилинг»)

При строительстве глубоких скважин со сложной конструкцией имеют место осложнения при спуске обсадных колонн большого диаметра, как правило, это кондуктор или первая промежуточная колонна.

Рассмотрим характерный случай, который произошёл в 2012 г. на одном из месторождений на севере европейской части России. Бурение поисковой скважины до глубины 450 м под кондуктор диаметром 426 мм производилось типовой КНБК, состоящей из шарошечного долота диаметром 490 мм, УБТ-203 длиной 9 м, лопастного калибратора КЛС-490, УБТ-203 длиной 9 м, калибратора КЛС-490, УБТ-203 – до 100 м и далее стальные бурильные трубы 127х9 мм с приварными замками. Разрез скважины представлен в основном мягкими породами из глин, отдельными пропластками гравия и включениями из твердых и кремнистых пород. Подготовка ствола к спуску кондуктора осуществлялась выше приведенной КНБК с добавлением третьего калибратора. Кондуктор не удалось спустить до проектной глубины, и он был зацементирован.

По требованию заказчика вышечный блок буровой установки Уралмаш-ЗД был передвинут и типовой КНБК пробурен новый ствол. Ствол был тщательно проработан и прошаблонирован этой же КНБК. При спуске кондуктора произошла его посадка на глубине ~240 м с последующим прихватом и/или заклинкой. Заказчик снова не согласился принимать выполненную работу, и буровому подрядчику пришлось его поднимать ещё раз по частям.

Вторично была проведена подготовка ствола скважины без изменения конструкции КНБК. При спуске кондуктор остановился примерно на той же глубине, и его еще раз пришлось извлекать из скважины. В третий раз подготовку ствола производилась с КНБК, в состав которой были включены два калибратора, соединенные вместе. И только после этого кондуктор был спущен до проектной глубины и успешно зацементирован. На работы по спуску и цементированию кондуктора было затрачено ~30 суток вместо планируемых 3-5 суток. Финансовые потери составили около 15 млн. рублей. И такие случаи не единичны. Буровикам известны много случаев, когда до проектной глубины не удавалось спустить как кондукторы диаметром 426 мм, так и промежуточные колонны диаметром 324 и 245 мм. Иногда такие случаи происходили в одной скважине с проектной глубиной более 6000 м, что ставило под сомнение возможность

достижения проектной глубины и большие материальные потери заказчика.

Необходимо отметить следующие причины получения низкого качества ствола под обсадные колонны большого диаметра.

Нормативная и руководящая документация, регламентирующая выбор рациональных КНБК, не обновляется из-за отсутствия общепромышленной профильной организации. Поэтому в проекты на строительство скважин вносятся устаревшие, некорректные инженерные решения. В настоящее время в России отсутствует ведомство или организация, ответственное за научно-технический уровень в области бурения скважин, в том числе за разработку стандартов и руководящих документов, как это было в СССР, когда на Миннефтепром СССР была возложена такая функция. Для её выполнения выделялись необходимые бюджетные средства и формировались межотраслевые планы по созданию и освоению производства новых технических устройств, оборудования, приборов, инструментов и технологии. Работы выполнялись по программам Миннефтепрома СССР, Госкомитета по науке и технике, а важнейшие для отрасли технические средства, выпуск которых возлагался на другие ведомства, создавались по Постановлениям Правительства страны. Машиностроители страны и в настоящее время выполняют заказы потребителей, но для создания новых технических устройств им необходимо выдать технические задания, без которых они не в состоянии самостоятельно провести разработку документации, изготовить опытные образцы и организовать промышленные испытания из-за отсутствия технических возможностей и недостатка специальных знаний об особенностях технологии строительства скважин.

Рекомендации действующего РД 39-0148052-514-86 [1] распространяются на бурение вертикальных скважин долотом диаметром до 393,7 мм с помощью КНБК, комплектуемых из серийно выпускаемых УБТ различного диаметра, опорно-центрирующих устройств (калибраторов, центраторов и стабилизаторов), маховиков, ребристых труб, наддолотных стабилизирующих устройств и др.

Для бурения скважин диаметром 393,7 мм и более указанным РД рекомендуется применение роторно-турбинных или реактивно-турбинных буров типа РТБ, как наиболее эффективных технических устройств для предупреждения искривления и получения гарантированно

ствола с максимальным эффективным диаметром ($D_{эф}$), обеспечивающим практически беспрепятственный спуск обсадной колонны до проектной глубины. Кроме того, рекомендуется применение компоновок и агрегатов для бурения ступенчатым забоем с применением пилотных шарошечных и лопастных расширителей, которые не гарантируют получение ствола с требуемым $D_{эф}$. И это не случайно, поскольку большинство технических устройств для комплектации КНБК, предназначенных для бурения стволов диаметром более 311,1 мм, в т.ч. долота, как в нашей стране, так и за рубежом, выпускаются в ограниченном ассортименте и количестве.

С целью подготовки рекомендаций по составлению рациональных КНБК для бурения стволов скважин диаметром от 393,7 до 660 мм, в соответствии с размерным рядом долот шарошечных и типа PDC, предназначенных для бурения верхних интервалов глубоких скважин, необходимо решение следующих основных задач:

- разработка дополнения к РД 39-0148052-514-86 или создание нового РД;
- создание ряда размеров специальных наддолотных устройств различной конструкции, применение которых позволит повысить эффективность процесса бурения и крепления стволов большого диаметра.

Возможно, при этом могут возникнуть предложения о разработке нового способа бурения или по совершенствованию техники и технологии бурения стволов большого диаметра на обсадных трубах, один из вариантов которой разработан компанией «Weatherford», и применяется на Северных месторождениях России при бурении скважин под кондуктор диаметром 324 и 426 мм.

Особенности формирования ствола при строительстве скважин на нефть и газ достаточно подробно рассмотрены в технической литературе [2, 3]. Имеющиеся результаты исследований достаточны для обоснования основных размеров элементов КНБК для бурения скважин большого диаметра.

С учетом известных закономерностей формирования ствола большого диаметра разработаны основные требования к конфигурации долот шарошечных и типа PDC, ГЗД, калибраторов и других устройств, которые сформулированы в работе [4]. Все это необходимо как для практического применения проектными организациями, так и для постановки задачи по организации создания и освоения производства заводами-изготовителями целого комплекса новых и необходимых для этой цели технических устройств. К ним следует отнести наддолотные стабилизаторы различной конструкции, вспомогательное оборудование в виде ключей для свинчивания, развинчивания и другого назначения. Возможно, потребуются разработка специальных резьбовых и других типов соединений, средств для их контроля и т.д. Следует отметить, что количество строящихся глубоких скважин со сложной конструкцией и в разрезах с осложненными условиями, с каждым годом увеличивается.

Состояние с изготовлением комплектующих изделий в России, необходимых для сборки КНБК соответствующих размеров, не соответствует требованиям современной технологии бурения. Например, гидравлические забойные двигатели (ГЗД) выпускаются с максимальным наружным диаметром 240 мм, которые рекомендуется изготовителями для применения с долотами диаметром до 311,1 мм и редко, до 393,7 мм. Таких размеров ГЗД недостаточно эффективно работают с долотами больших размеров. Двигатели с наружным диаметром более 240 мм не выпускаются и не создаются, хотя в 80-е годы прошлого столетия была разработана документация и выпущены

опытные партии турбобуров с наружным диаметром 290 и 320 мм. УБТ круглые и со спиральными канавками выпускаются с максимальным диаметром 254 и 279 мм. По стандарту API максимальный диаметр УБТ составляет 305 мм [5]. Максимальные размеры квадратных УБТ, по литературным источникам составляют 293 и 392 мм, но их производство отсутствует. Большинство лопастных калибраторов выпускаются с тремя лопастями, с корпусом диаметром 203 и реже 240 мм, и высотой лопастей - до 120 мм. Считается технологичным, когда диаметр корпуса калибратора равен или почти равен диаметру обсадной колонны, которая должна спускаться в скважину. Пилотные расширители, освоенные в производстве в основном трехлопастные с резцами типа PDC, а шарошечные - четырех- и пятилопастные, в конструкциях которых используются лапы с шарошками от стандартных шарошечных долот с открытыми или уплотненными опорами. Расширители пилотные со сменными шарошками, ранее приводимые в рекламных каталогах ОАО «Волгабурмаш», так и не освоены в производстве. Большинство конструкций пилотных расширителей и калибраторов не учитывают особенностей формирования ствола в интервалах с наклонным залеганием и чередующихся по твердости горных пород, что не способствует достижению высоких показателей их работы.

Применение в «маятниковых» КНБК лопастных калибраторов из-за несовершенства их конструкции приводит в лучшем случае к зависанию КНБК, и снижению механической скорости бурения. В худшем случае - процесс углубления скважины сопровождается значительным крутящим моментом, что приводит к зависанию и заклинке калибратора на уступах стенки ствола или даже к слому самого слабого звена в бурильной колонне. Примеры износа лопастных калибраторов на уступах стенки ствола показаны на рис. 1 и 2.

В существующей практике бурения скважин диаметром 490 мм и более над долотом устанавливают одну трубу УБТ-203 и лопастной калибратор диаметром 485-490 мм ограниченной длины, предназначенный для мягких горных пород с отдельными пропластками твердых, вплоть до крепких и кремнистых. При этом в процессе бурения образуется ствол с уступами значительных размеров. Эффективный диаметр такого ствола составляет всего 346,5 мм, а спускать в него требуется кондуктор из обсадных труб диаметром 426 мм с муфтами диаметром 451 мм. Поэтому, кондуктор такого размера при спуске может остановиться на одном из уступов, поскольку лопастные калибраторы существующих конструкций, включаемые в состав КНБК, как уже отмечалось, не могут эффективно разрушать уступы.



Рис. 1. Износ калибратора KC-214,3, установленного над УБТ-165 в течение 52 часов роторного бурения в условиях чередования алевролитов и песчаников.



Рис. 2. Износа калибратора КС295,3СТ в течение более 200 ч в составе «маятниковой» КНБК состоящей из долота + УБТ-203 (1 труба) + КС295,3СТ при роторном бурении до глубины 1650 м скважины на севере европейской части России.

Изложенное выше позволяет сделать вывод, что технические показатели строительства скважин в верхних интервалах глубоких скважин в настоящее время недостаточно эффективны из-за применения КНБК несовершенных конструкций, несмотря на применение импортных шарошечных долот и типа PDC, обладающих высоким качеством.

Наблюдениями за износом лопастных калибраторов и центраторов в «маятниковых» КНБК установлено, что при взаимодействии лопастей калибратора или центратора с твердыми породами уступа, возникают горизонтально направленные силы, смещающие калибратор в поперечном направлении. При этом его лопасти на противоположной стороне вынужденно разрушают в местах контакта стенку скважины, поскольку в этой части ствола она состоит из менее твердых пород. Уступ частично разрушается лопастями калибратора и образуется проход под его габариты с износом лопастей, и происходит обход уступа. Примером такого процесса может служить рис. 2, на котором видно, что нижняя часть лопастей калибратора сильно изношена, что является верным признаком зависания буровой колонны.

Для гарантированного получения ствола приемлемого качества, над долотом или калибратором должен размещаться элемент с максимальным наружным диаметром, не имеющий элементов для разрушения противоположной стенки скважины. Таким элементом может быть УБТ или обсадная труба. Лучше всего, если такая КНБК будет использоваться в процессе первичного бурения

ствола. Возможность применения именно такого подхода успешно подтверждена при внедрении технологии бурения на обсадных трубах в различных регионах РФ.

Исследованиями Панченко Г.Г. [2] и других специалистов [3, 6] установлено, что при бурении вертикальных и наклонных скважин в условиях чередования наклонно залегающих горных пород различной твердости и буримости образуются уступы в стенке скважины. Уступы уменьшают проходной диаметр скважины, а их величина определяется соотношением размеров долота и ближайшего наддолотного элемента – УБТ или ствола калибратора. Состав КНБК должен обеспечивать получение ствола скважины с максимальным эффективным диаметром. Для успешного спуска обсадной колонны без дополнительной подготовки ствола, $D_{эф}$ скважины определяется следующим выражением:

$$D_{эф} = \frac{D_d + D_{УБТ}}{2} + (5 \div 10) \quad (1)$$

где $D_{эф}$ – эффективный диаметр ствола скважины, мм;

D_d – номинальный диаметр долота, мм;

$D_{УБТ}$ – диаметр наддолотного элемента, мм.

$5 \div 10$ – запас размера на износ долота и на глинистую корку, отлагающуюся на стенке.

Требуемая величина эффективного диаметра ствола регламентируется диаметром муфты спускаемой обсадной колонны.

В качестве наддолотных устройств в составе КНБК используются: УБТ круглого, квадратного и спирального сечения, наддолотный переводник-маховик увеличенного диаметра или трубный утяжелитель, наддолотный калибратор или центратор, забойный двигатель, наружный диаметр которого одинаков по всей длине, наддолотное стабилизирующее устройство типа НСУ или УСН, РТБ-394(490) или РВЗДБ-490 (бур, выполненный на базе ВЗД), долотный бур, выполненный в виде набора утяжелителей с двумя УБТ требуемого диаметра вместо двигателей и с траверсами вверху и внизу и др.

В условиях чередования наклонно расположенных мягких и твердых горных пород наилучшим вариантом применения стабилизирующих устройств являются трубные элементы, круглого, квадратного сечения и со спиральными канавками («лысками»), не имеющие сосредоточенного

размещения средств для разрушения стенок скважины. Они могут иметь распределенные на поверхности изделия средства защиты от абразивного износа тела трубы в местах контакта со стенками скважины.

В статье [7] приведены результаты расчетов $D_{эф}$ для различных компоновок с долотами диаметром 215,9 и 295,3 мм. Ниже, в табл. 1 приведены данные расчетов $D_{эф}$ для различных КНБК с долотами диаметром от 393,7 до 490 мм.

Для применения с указанными размерами долот могут быть использованы наддолотные стабилизирующие устройства типа УСН с наружным диаметром 324, 340 или 426 мм, которые включают нижний опорный узел с отрезком обсадной трубы или УБТ-203 мм, кожух из обсадной трубы соответствующего размера и узел соединения с расположенным выше элементом КНБК. При желании заказчика, изготовление такого устройства не составит особого труда, а эффект от его применения может быть получен существенным. А случаи с недоходом обсадных труб до проектной глубины, подобные описанному в данной статье, будут исключены.

Из анализа данных, приведенных в табл. 1, следует, что с долотами 393,7 мм для гарантированного спуска обсадной колонны диаметром 323,9 мм, необходимо иметь наддолотный стабилизирующий элемент с наружным диаметром 323,9 мм, который обеспечивает получение ствола с $D_{эф} = 358,8$ мм, что на 7 мм больше диаметра муфты. Близкие по размеру значения $D_{эф}$ получаются при использовании ГЗД с наружным диаметром 286 мм и УБТ-279.

Для гарантированного спуска обсадной колонны диаметром 339,7 мм в пробуренный долотом диаметром 444,5 мм ствол скважины достаточно в состав КНБК включить ГЗД диаметром 286 мм. Такая КНБК обеспечит получение $D_{эф} = 365,2$ мм, который равен диаметру муфты обсадной трубы. Ближайшим по размеру рациональным наддолотным элементом может быть УБТК-293. Для успешного спуска обсадных колонн диаметром 426 мм в ствол, пробуренный долотами диаметром 490 мм, необходимо применять специальный инструмент, например: наддолотное стабилизирующее устройство типа УСН-426, УБТК-392 с квадратным сечением, специальное

устройство РВЗДБ-490, трубный стабилизатор-утяжелитель с наружным диаметром 426 мм, которых в серийном производстве нет. А для работы с долотами большего размера вообще нет никаких технических устройств.

В однородных разрезах со стабильными прочностными свойствами горных пород могут быть применены КНБК, в составе которых могут применяться наддолотные стабилизаторы или колонные лопастные центраторы с увеличенной длиной лопастей или шарошечные центраторы с увеличенным количеством шарошек. При необходимости их можно собрать попарно для подготовки ствола скважины перед спуском колонны.

Выводы и предложения

1. Существующая нормативная документация по комплектованию КНБК для бурения в верхних интервалах глубоких скважин устарела и не способствует принятию корректных проектных решений для бурения верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра.

2. Для повышения качества проектных решений и эффективности бурения в верхних интервалах большого диаметра глубоких скважин необходимо выполнение комплекса мероприятий: проведение промысловых исследований и разработка нормативной документации с рекомендациями по составлению КНБК, обеспечивающих предупреждение локальных искривлений сверх допустимых размеров и получения стволов с регламентированным эффективным диаметром $D_{эф}$; организация функционирования отраслевой прикладной науки и координация работ по вопросам создания новых технических устройств; создание и организация производства новых технических устройств для включения в КНБК, разработка новых и совершенствование существующих технологий сооружения стволов большого диаметра.

3. Наиболее часто применяемое проектное решение по комплектованию КНБК, состоящих из долот диаметром 393,7 (444,5 и 490) мм и УБТ-203 является некорректным. Основной причиной является то, что получаемые стволы характеризуются $D_{эф}$ недостаточного размерами – соответственно равны 298,3 (323,7 и 346,5) мм, которые существенно меньше условного диаметра запланированных для спуска обсадных колонн – 324 (340 и 426) мм.

Таблица 1. Расчетные величины $D_{эф}$ для различных размеров КНБК.

№№ п.п.	Номинальный (с учетом износа) диаметр долота, мм	Наименование наддолотного элемента	Диаметр наддолотного элемента, мм	$D_{эф}$, мм	Диаметр трубы (муфты) обсадной колонны, мм
1	393,7 (391,0)	УБТ-279	279	336,35	323,9 (351,0)
2		УБТ-254	254	323,85	
3		УБТ-229	229	311,35	
4		УБТ-203	203	298,3	
5		Вал ВЗД-240	197	295,3	
6		ВЗД-240	240	316,8	
7		ВЗД-286	286	339,8	
8		КУБТ-350	350	371,8	
9		КУБТ-293	293	343,3	
10		КУБТ-392	392	392,8	
11	444,5 (441,0)	УБТ-279	279	361,75	339,7 (365,0)
12		УБТ-254	254	349,2	
13		УБТ-229	229	336,7	
14		УБТ-203	203	323,7	
15		ВЗД-240	240	342,2	
16		ВЗД-286	286	365,2	
17		УВК-276	276	360,2	
18		УБТ-350	350	397,2	
19		УБТК-293	293	368,7	
20		УБТК-392	392	418,25	
21	490,0 (488,0)	УБТ-279	279	384,45	426,0 (451,0)
22		УБТ-254	254	372,0	
23		УБТ-229	229	359,5	
24		УБТ-203	203	346,5	
25		ВЗД-240	240	365	
26		ВЗД-286	286	388,0	
27		УБТ-350	350	420,0	
28		УБТК-392	392	441,0	

ЛИТЕРАТУРА

1. РД 39-0148052-514-86. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. М.: типография ХОЗУ Миннефтепрома, - 1984. - 84 с.
2. Панченко Г.Г., Перенглиев А.Б. Принципы оптимизации проектных решений в строительстве скважин (на примере Западной Туркмении). Тематический сборник научных трудов ТуркменНИПИнефть, выпуск 14, - Баку: АзНИПИнефть, - 1975. - 84 с.
3. А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастриков, К.М. Солодкий. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, - 2011. - 645 с.
4. Буримов Ю.Г. Инженерный сервис в бурении. Долота, ГЗД, отбор керна, боковые стволы. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, - 2012. - 880 с.
5. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О. Оборудование буровое, противовыбросовое и устьевое. Справочное пособие: в 2 т. Т. 2. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», - 2007. - 650 с.
6. Совершенствование технологии бурения глубоких разведочных скважин на площадях Западной Туркмении с целью значительного повышения технико-экономических показателей буровых работ в объединении «Туркменнефть». Отчет ТуркменНИПИнефть по теме 45/73. г. Небит-Даг: ПО «Туркменнефть», - 1974. - 209 с.
7. Ю.Г. Буримов, А.П. Герасименко, А.Н. Волошин, А.В. Ефимов. Об оптимизации КНБК для бурения вертикальных скважин в условиях чередования пород с различными физико-механическими свойствами. // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», - 2012. - № 1. - с. 9-12

УДК 622.243.23+622.243.24

Использование программ электронно-вычислительных машин для повышения эффективности процессов строительства скважин

Ю.М. Гержберг - канд. техн. наук; В.Д. Чарков - канд. техн. наук
(ООО «НПО «Севернефтегазтехнология»)

Строительство скважин в сложных горно-геологических условиях, в том числе при аномальных пластовых давлениях, с большим смещением ствола от вертикали, осуществляется в условиях повышенных рисков осложнений и аварий. Несмотря на известные достижения технологии бурения последних лет, прежде всего кратное увеличение механической скорости и проходки на долото, использование эффективных реагентов в буровых растворах, проблема предупреждения осложнений и аварий при бурении и креплении скважин остается актуальной.

Основой реализуемых при строительстве скважин технологий является проектная документация. Однако во многих случаях она разрабатывается

по шаблону на основе ранее выпущенной проектно-сметной документации и нередко без глубокой научно-технической проработки реальных проблем, которые могут возникнуть в конкретных сложных геолого-технических условиях. В наибольшей степени это касается строительства глубоких опорных и поисково-разведочных скважин, а также эксплуатационных скважин на некоторых площадях.

Современная программная продукция многократно ускоряет и снижает трудозатраты на решение стандартных задач, необходимых для проектирования и технологического сопровождения строительства скважин. Лучшая программная продукция позволяет также решать сложные технологические проблемы. В России известны

программы в области строительства скважин, разработанные ВНИИБТ («Наклонно-направленное бурение-ННБ»), ВНИИРнефть и рядом других организаций. Из зарубежных программных продуктов в России наиболее распространена продукция фирм «Шлюмберже» и ранее функционировавшей фирмы «Маурер». Особенностью программной продукции зарубежных фирм является разделение программ, нацеленных на решение отдельных задач, даже в рамках одного технологического направления.

Программы технологических и прочностных расчетов в области строительства скважин создавались ООО «Научно-производственного объединения «Севернефтегазтехнология» совместно с Ухтинским государственным

техническим университетом в течение последних 30 лет. При их разработке учитывались содержание, дизайн, решения известных аналогичных продуктов, а также действующие нормативные документы и обобщение результатов отечественных и зарубежных научных исследований и опыта строительства скважин.

Помимо использования программной продукции при проектировании, экспертизе проектов и технологическом сопровождении строительства скважин она предназначена и для повышения качества обучения и квалификации научного и инженерно-технического персонала. Основные направления обучения: принципы управления трассой скважин, решение задач технологии безаварийного бурения, крепления, промывки различными типами агентов в нормальных и аномальных по поровому давлению условиях и обеспечение выноса шлама в наклонных, горизонтальных, глубоких вертикальных скважин, предотвращение выброса пластового флюида.

Обобщение результатов различных исследований и включение их в алгоритмы расчетов позволяет также использовать программный комплекс для выполнения значимых научных исследований в области технологии бурения.

Особенностью этих технологических программ является их связка в один комплекс с общими исходными данными для разных блоков. Это позволяет использовать введенные исходные или полученные в результате расчетов данные, такие как горно-геологические условия, конструкция скважины, состав обсадных и буровых колонн, показатели работы долот для работы в разных блоках комплекса. На рис. 1 показана

входная форма комплекса программ. Расширение встроенной базы данных может осуществляться непосредственно Пользователями.

Программы, входящие в комплекс, прошли государственную регистрацию и имеют свидетельства Роспатента РФ.

Отличительной особенностью программного комплекса (в отличие от некоторых зарубежных программ аналогичного назначения) является возможность разработки решений по предупреждению и ликвидации осложнений и аварий. В частности могут быть рассмотрены и приняты обоснованные технологические рекомендации по предупреждению таких осложнений, как прилипание компоновки низа буровой колонны (компоновки), образование желобов. Осуществляется оценка вероятности возрастания таких осложнений до опасного уровня и эффективности предупреждения, а также ликвидации аварий с буровой колонной.

Отдельный блок позволяет решать задачи оптимизации центрирования обсадных колонн, проектирования компоновки, удовлетворяющей как условиям бурения по заданной трассе скважины, так и предупреждения поломки ее резьбовых соединений.

Помимо стандартных решений, описанных в нормативных документах, программная продукция имеет и дополнительные функции. При расчете и выборе параметров труб промежуточных колонн возможен учет влияния на величину предельно допустимого внутреннего давления абразивного износа внутренней поверхности труб буровыми колоннами или резцами долота с указанием Пользователем формы и размера выработки.

Для эксплуатационных колонн может быть учтено влияние коррозии стали в период эксплуатации скважины и особенности выбора колонны для эксплуатационных объектов.

При проектировании и в проверочном расчете обсадных колонн учитывается установка фильтров, в том числе в нескольких интервалах.

Программный комплекс позво-

ляет проектировать или проверять возможность спуска (движения под собственным весом) и допустимую прочность выбранной номенклатуры обсадных колонн, в том числе в экстремальных условиях. Экстремальные условия возникают при большом смещении ствола от вертикали в горизонтальных скважинах, его интенсивном искривлении, при высокой температуре, при оснащении колонны многочисленными упругими центрирующими устройствами разной жесткости и жесткими центраторами (стрингерами). Проверочный расчет включает проверку движения колонны в скважине при спуске в таких условиях, в том числе с использованием специальных приемов (наполнения воздухом части колонны, использования секций утолщенных труб в вертикальной части ствола).

Оптимизация состава обсадной колонны может производиться Пользователем по приоритету минимизации её веса в пределах задаваемого диапазона типоразмеров труб по приоритету отечественных или импортных труб, по приоритету типа резьбового соединения с ограничением толщины стенок в заданном диапазоне. Приоритетность выбора труб устанавливается порядком ввода труб с заданным диапазоном марки стали, толщины стенки, типа резьбы.

Программа также позволяет отобрать из всей номенклатуры трубы для специальных условий работы (преимущественно сероводородной или кислой агрессии, в арктическом исполнении, для высоких сминающих давлений, для продуктивной зоны) и включить их в автоматизированный прочностной расчет обсадной колонны. Предусмотрена возможность программного ввода утолщенных труб на заданную глубину в устьевой части колонны с целью исключения протирания этой части крепления скважины.

В расчетах буровой колонны учитывается начисленный износ труб (класс труб), влияние агрессивной среды, температуры в скважине. Такие расчеты существенны для решения задач бурения скважин большой глубины, интенсивно искривленных участков, особенно инструментом малого и большого диаметра, при работе с форсированными режимами бурения. Прочностной расчет замковых резьбовых соединений компоновки производится с наиболее полным из известных программ учетом факторов, определяющих их работоспособность [1].



Рис. 1. Форма входа в комплекс технологических программ по строительству скважин.

Для тяжелых бурильных колонн по желанию Пользователя рассчитываются динамические (инерционные) нагрузки при ускорении (замедлении) осевого движения бурильных колонн в процессе спуско-подъемных операций, что позволяет предотвратить обрыв колонны.

Программа сигнализирует формирование спиральной оси бурильной колонны, что является нежелательным явлением, и производит прочностной расчет в условиях волновой формы оси колонны в ее сжатой части. В ряде случаев такой расчет заметно корректирует данные расчета бурильных колонн по общепринятой методике.

Программная оптимизация состава бурильной колонны производится по приоритету минимизации ее веса в пределах заданного пользователем диапазона параметров планируемых к использованию труб (марки стали отечественных и импортных труб, их типоразмеров, толщины стенок, износа). Устанавливая определенный порядок ввода и диапазон параметров труб, можно реализовать другой подход к проектированию бурильной колонны.

Программный комплекс позволяет решать вопросы бурения скважин с экстремальным профилем, в том числе определять возможность спуска бурильной колонны, передачи требуемой нагрузки на долото в скважинах с большим отходом ствола. Вспомогательные функции программ позволяют определять с высокой точностью место прихвата колонны, допустимые силовые воздействия (сочетание натяжения и закручивания ротором) на бурильную колонну при ликвидации прихватов в конкретных условиях, в том числе с учетом реального состава и износа труб и взаимодействия колонны со скважиной. Кроме того, указанная программа позволяет рассчитывать на прочность бурильные трубы, данные о которых отсутствуют в базе данных по бурильным трубам по прочностной характеристике их металла и толщине стенки.

Программа расчета оптимального центрирования обсадных колонн позволяет определить по ряду критериев рациональное и безопасное размещение центраторов обсадных колонн.

Оптимизационные критерии центрирования обсадной колонны:

- обеспечение зазора между трубами и стенкой скважины, определяемого из условий полного вытеснения бурового раствора тампонажным по всему стволу или на отдельных выделенных участках;
- силы взаимодействия между колонной с набором центраторов различных типов (упругих, жестких) и стенками скважины не должны препятствовать движению обсадной колонны в стволе скважины и быть причиной недоспуска колонн до проектной глубины;
- центрирование участков обсадной колонны с целью предотвращения ее недоспуска из-за «прилипания» к стенкам скважины;
- допустимая нагрузка на крюке и напряжения в обсадной колонне, усилия на центраторах не должны превышать допустимых значений.

В результате расчета напряженно-деформированного состояния обсадной колонны в скважине определяются зазоры между обсадными трубами, оснащенными центраторами, и стенками скважины на разных участках ствола. При несоответствии различных критериев центрирования колонны требуемым, например, по условиям движения в скважине обсадной колонны с заданным набором центраторов, по предельной нагрузке на крюке, осуществляется изменение числа и размещения центраторов до достижения необходимых условий крепления скважины. Такими условиями являются получение концентрического цемент-

ного кольца в установленном интервале и безопасный спуск колонны до проектной глубины.

Особенностью и новизной программного комплекса является количественная оценка влияния технологических и геологических факторов на искривление скважин в эквивалентных единицах [2]. Это позволяет оценить возможности регулирования трассы скважины компоновками без отклонителей в условиях сильного влияния горно-геологических факторов на направление формируемой скважины.

Траекторные характеристики компоновки определяются с учетом:

- осевой нагрузкой на долото, частоты вращения ротора;
- наружных габаритов компоновки, расположения, формы опорно-центрирующих элементов, зазоров между ними и стенками скважины;
- люфта вала забойного двигателя (при их использовании);
- формы оси призабойной части скважины (в интервале от забоя до 30-40 м выше), влияющей на начальную стадию регулирования трассы скважины;
- трассы и размеров сечения призабойного участка скважины;
- конструкции долота, в том числе соотношения его способности разрушать породу в осевом и боковом направлении, характеризуемой коэффициентом боковой фрезерующей способности долота;

• моментомкости долота, в значительной мере оказывающей влияние на проявление таких геологических факторов, как асимметричное разрушение забоя, возникновение отклоняющей силы геологического происхождения.

Основой для оценки влияния геологических факторов на искривление скважины в алгоритме расчета являются следующие параметры:

- геометрические характеристики геологической структуры (угол наклона пластов по всему разрезу, азимут падения/восстания пластов);
- положение скважины на структуре (в крыльевой, переклиальной или сводовой части складки), азимут скважины;
- анизотропия механических свойств разбуриваемых отложений, признаками которой может быть наличие плоскостей делимости, слоистости, кливажа, трещиноватости, обобщенно характеризующееся в программном комплексе литологическим составом разбуриваемых пород и уровнем проявления слоистости.

Рассчитываемая компоновка могут включать помимо утяжеленных и другие виды труб, в том числе легкосплавные, бурильные, а также забойные двигатели отечественного и зарубежного производства (винтовые двигатели, турбобуры), центрирующие устройства. Компоновки с отклонителями могут включать кривые переводники и эксцентрические опорные элементы.

С помощью отдельных разделов программы определяется:

- эффективное размещение центрирующих устройств для решения таких задач, как безориентированное ограничение искривления скважины, малоинтенсивный набор и снижение зенитного угла при роторном бурении, его стабилизация в условиях сильного влияния геологических факторов;
- оптимальное размещение центрирующих устройств для бурения с повышенными нагрузками на долото;
- эффективность применения в компоновке труб специального назначения (утяжеленные трубы увеличенного диаметра, "гибких" звеньев компоновки), их размеры и местоположение;
- напряженное состояние элементов компоновки и отклоняющая сила на долоте при использовании эксцентрических

опорных устройств (эксцентрических жестких или упругих ниппелей или центраторов);

- состав компоновки бурения со ступенчатым забоем при установке расширителя большего диаметра, чем диаметр долота, её напряженное состояние, траекторные характеристики.

Определяется направление формирования забоя скважины и дается оценка ожидаемой интенсивности искривления скважины при роторном бурении. Исходные данные и результаты расчетов формируются в виде таблиц, графиков, текстового материала. Решаются задачи сравнительной оценки технологической эффективности по регулированию трассы скважины различных компоновок и отбора компоновок, наиболее соответствующих заданным требованиям. Некоторые задачи (выбор компоновок с максимальным эффектом предотвращения искривления скважин, безориентированного набора и снижения зенитного угла скважины) могут выполняться без введения геологических данных.

Программа гидродинамических расчетов при строительстве скважин решает задачи:

- выбора соотношения жидкости и газа в газированном растворе при давлениях, ниже гидростатического, удовлетворяющего условиям бурения при аномально низких давлениях;

- выбора требуемой оптимальной производительности насосов при выполнении различных работ в скважине (бурении сплошным забоем, отборе керна, расширении ствола скважины, промывки ствола) с учетом обеспечения работы забойного двигателя в оптимальном режиме при заданной нагрузке на долото, его типе, гидромониторной промывки забоя;

- определения качества выноса шлама разных размеров и формы, конфигурации и предотвращения его скопления в стволе скважины,

- расчета расхода промывочного агента по условиям допустимого давления на насосах при работе с определенными втулками;

- определения подходящего типа насоса (при необходимости), количества насосов, диаметра втулок, числа ходов поршней в минуту;

- выбора оптимального диаметра гидромониторных насадок;

- определения процесса движения вверх газированной пачки и возникновения выброса бурового раствора и последующего – пластового флюида;

- достаточности плотности бурового раствора для предотвращения выброса при отсутствии промывки скважины;

- определения допустимого объема закачки нефти в скважину при ликвидации прихватов по условиям недопущения проявления пластового флюида.

По желанию пользователя в расчетах могут быть использованы модели вязко-пластичной или степенной модели жидкости. Реологические параметры жидкости вводятся Пользователем или рассчитываются автоматически по данным, основанным на статистической обработке научной и производственной информации о реологии различных промывочных систем.

Блоки прогнозирования и предупреждения осложнений с бурильной колонной предназначены для решения задач предупреждения ее прихвата.

Блок расчета ожидаемого местоположения желобов и опасности для прихвата бурильных труб или компоновки при конкретной технологии бурения позволяет оценить эффективность мероприятий по снижению размера и опасности желобообразований. Эти мероприятия могут

включать корректировку профиля и конструкции скважины, способов бурения, показателей работы долот, состава бурильной колонны.

Программа позволяет определить взаимодействие бурильной колонны со стенками скважин, усилия прижатия замков бурильных труб, утяжеленных труб к стенкам, зоны наиболее вероятного образования желобов. Определяется работа взаимодействия бурильной колонны со стенками скважины при всех видах работ в стволе (спуско-подъемных операциях, углублении ствола, проработках и промывках) с учетом вращения труб или его отсутствия, проходки на долото, механической скорости проходки, частоты вращения бурильной колонны.

Расчет накопленной работы трения бурильной колонны о стенки скважины в открытой части ствола позволяет определить объем породы, разрушенной бурильной колонной, и прогнозировать форму, в том числе глубину желоба с отдельным учетом наработки желоба колонной бурильных труб и компоновкой ее низа. Программа позволяет оценить эффективность мероприятий по предотвращению образования опасных желобов.

Выделяются интервалы, опасные по прихвату УБТ и затягиванию в желоб замков бурильных труб, которые нарабатывают наибольший объем углублений в стенке скважины. Помимо этого, с помощью программы может быть оценено взаимодействие компоновки со стенками скважины в начальной стадии образования желоба и ее прилипание к стенке под воздействием перепада давления из-за увеличения площади контакта труб с глинистой коркой в желобе.

Эффективность решений по предупреждению опасных желобов могут быть разрабатываться и проверяться с помощью указанного блока в направлении:

- снижения веса бурильной колонны, изменения конфигурации их замков бурильных труб, снижения массы компоновки;

- большего объема использования бурения с забойными двигателями в интервале спуска обсадной колонны, где могут нарабатываться опасные желоба;

- применения долот, обеспечивающих повышенную проходку;

- определенной корректировки конструкции скважины, в том числе путем перекрытия предыдущей колонной интервалов, наиболее опасных по образованию желобов.

На рисунках 2-3 приведен пример конечных форм блока, показывающие некоторые результаты расчета процесса желобообразования. Цветными линиями обозначены интервалы выработки на стенке скважины, в которых возможен прихват бурильных труб или компоновки.

Основными исходными данными для расчета процессов прилипания являются:

- трасса скважины;
- перепад давления между стволом и поровым пространством пород за стенками скважины (в дальнейшем – перепад давления);

- толщина и свойства глинистой корки;
- смазывающие свойства бурового раствора;
- состав компоновки, в том числе типоразмер УБТ, геометрические размеры и размещение опорно центрирующих элементов и узлов увеличенного диаметра;

- оценка неровности сечения ствола скважины.

При программном расчете процесса «прилипания» компоновки к стенке скважины с глинистой коркой определяются следующие силовые факторы:

- прижатие труб к стенке скважины, покрытой глинистой коркой, под воздействием перепада давления Δp ;
- прилипание поверхности труб к глинистой корке.

Забой на глубине 2500 м. Ствол обсажен до глубины 1250 м

Открыть файл с данными Сохранить данные Очистить все поля

Виды работ	Интервал расчета работы сил трения (не менее 20 м)		Проходка на долото, м	Нагрузка на долото, кН	Механическая скорость бурения, м/час	Обороты ротора, об/мин	Работа сил трения по стенкам интервала, кНм	
	от	до					при линейном перемещении	при вращении
Бурение с вращением ротором	1250	2500	125	150	2	80	308956	9620338
Отбор керна								
Проработка ствола	1250	2500	625		10	80	84272	18958780
Технологический спуск БК								
Подготовка ствола к спуску ОК	1250	2500	1250		20	80	63641	9479390

Замки БТ имеют твердосплавную наплавку? ☐ ДА ☒ НЕТ Замки БТ имеют фаски? ☐ ДА ☒ НЕТ

Суммарная работа сил трения по всем видам работ и заданным интервалам 456869 124641508

Соотношение удельной работы разрушения при линейном перемещении инструмента к удельной работе при его вращении 0.6

Приведенная суммарная работа сил трения 125402956

Введите значение работы (кНм), необходимой для истирания 1 куб.м "эталонной" породы 3500000

Примечание. Границы расчетных интервалов будут приняты кратными 10 м! можно корректировать!

Рис. 2. Форма расчёта работы трения колонны труб о стенки скважины.

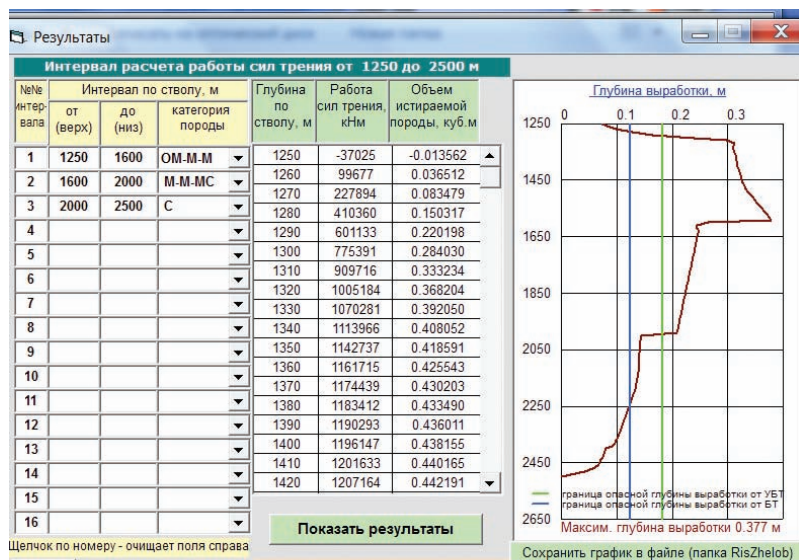


Рис. 3. Форма расчёта объема и глубины желоба.

1. Исходные данные 2. Состав и параметры БТ 3. Параметры ствола, центраторы 4. Результаты

Число центрат. Введите диаметр центратора, мм Введите диаметр скважины, мм Зенитный угол на забой, град Перепад давления скв.-пласт, МПа Предел текучести глинистой корки, МПа Коэф. статического трения Значение коэф.

0 1 2 0.3 298 20 3 0.2 0.25

3 Открыть файл с данными этой закладки

4 Сохранить данные в файле папки DAND

5 Введите коэф. неровности стенки скважины (≤ 1.0) 0.8

УБТ имеют спиральные расколы ☒ ДА ☐ НЕТ

Контакты УБТ со стенками скважины с учетом толщины глинистой корки, м

от	до	длина, м	площадь, м ²
32.4	34.0	1.6	0.01
44.8	45.2	0.4	0.02
71.8	72.2	0.4	0.02
86.2	108.0	21.8	0.27

Продольная сила в верхнем сечении УБТ при движении их в глинистой корке, кН 111

Продольная сила в верхнем сечении УБТ за счет гравитационных сил, кН 217

Суммарная продольная сила в верхнем сечении УБТ, кН 328

Можно изменить 3. Ввод СЧЕТ

Радиус кривизны оси скважины, м скв. прямая

Щелчком ищи последовательно открывайте закладки, вводите данные, нажимайте кнопки

Щелчком по строке таблицы можно удалить строку или

№ сек Тип Параметры Длина, м

1	Ст. АНИ	229/89/3-171	72
2	Ст. АНИ	203/89/3-152	36

Сохранить график в папке Graphic

Форма границы нижней стенки УБТ

Форма контакта

Рис. 4 Форма расчёта взаимодействия компоновки со стенкой скважины.

В конечном итоге определяются осевые силы, препятствующие осевому движению компоновки, и оценивается возможность их преодоления без разрыва бурильной колонны. Программа позволяет рассчитать эффективность таких мероприятий по предупреждению прилипания компоновки, как применение труб со спиральными проточками, установка промежуточных опорных элементов увеличенного по сравнению с УБТ диаметра, снижение плотности раствора, липкости и толщины глинистой корки, применения эксцентрических механических кольматоров и уплотнителей глинистой корки.

На рис. 4 приведен пример формы расчёта процесса «прилипания» маятниковой компоновки к стенке скважины при использовании двух дополнительных опор (центраторов) уменьшенного по сравнению с диаметром долота диаметра с целью снижения контакта труб с коркой при толщине последней 4 мм. Величина сил взаимодействия компоновки с коркой без дополнительных опор в таких же условиях возрастает в 3-10 раз.

В рамках решения основных задач возможно расширение функций программных блоков согласно пожеланиям Пользователей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гержберг Ю.М., Чарков В.Д., Киршин В.И. Методика расчета резьбовых соединений утяжеленных бурильных труб и забойных двигателей. // «Инженер-нефтяник». – М.: ООО "Интеллект Дрилинг Сервисиз", 2010.-№ 1.-с. 37-41.

2. Гержберг Ю.М. Научные основы и современная технология безориентированного регулирования трассы скважины / Ю.М. Гержберг, Н.И. Кузнецов, В.И. Киршин, А.В. Кулигин // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – №2. – с. 45.

УДК 622.245.422

Опыт применения тампонажных растворов с полыми стеклянными микросферами

Д.В. Орешкин – доктор тех. наук, профессор
(МГСУ)

Г.Н. Первушин – доктор тех. наук, профессор
(ИжГТУ)

В.А. Перфилов – доктор тех. наук, профессор
(ВолГАСУ)

Социально-экономические проблемы России требуют увеличения добычи основных бюджетобразующих составляющих: нефти и газа. Новые разведанные крупные месторождения находятся в труднодоступных местах, чаще всего - в зоне многолетних мерзлых пород (ММП). Надежность скважин при эксплуатации имеет как экономическое, так и экологическое значение. На территории РФ свыше 50% грунтов относятся к ММП. Льдистость в них достигает 80%, поэтому оттаивание таких ММП (растепление) может привести к обрушению конструкции нефтяной или газовой скважин при их эксплуатации.

Решение проблемы надёжности крепи нефтегазовых скважин в значительной степени зависит от качества цементирования обсадных колонн. От этой важной, если не решающей, операции зависит эффективность и эксплуатационная надёжность скважины. Основной целью тампонажного материала является обеспечение герметичности затрубного пространства и исключения заколонных и межколонных перетоков пластовых флюидов, снижающих продуктивное давление нефтегазоносных горизонтов.

Проблема крепления скважин на месторождениях Крайнего Севера, Западной Сибири осложняется пониженными температурами в верхней части разреза (до минус 8 °С), наличием пластов горной породы с аномально-низкими пластовыми давлениями (АНПД), которые склонны к трещинообразованию и гидроразрыву, поглощают тампонажный раствор в процессе цементирования, что приводит к его недоподъёму до устья скважин. Недостаточная герметизация затрубного пространства ведет к снижению дебита скважины и нарушает законы по охране недр.

Существуют скважины, которые не удается зацементировать тампонажными растворами на основе традиционных пористых облегчающих наполнителей (вспученные перлитовый - ВПП и вермикулитовый - ВВП пески, фильтроперлит и др.), поскольку под большим давлением в скважине происходит их разрушение, и тампонажный раствор становится плотным и высоковязким. Кроме того, такие тампонажные растворы обладают большой водопотребностью.

Для цементирования обсадных колонн в условиях АНПД необходимо использовать облегчающие наполнители, которые бы выдерживали высокое гидростатическое давление и обеспечивали необходимые технологические параметры тампонажного раствора, а также прочность цементного

камня. Кроме того, наполнители должны иметь низкую теплопроводность, чтобы защищать ММП от растепления.

Такие свойства тампонажных растворов могут быть получены введением в их состав полых микросфер (ПСМС), которые характеризуются не только малой плотностью и размерами, но и высокой удельной прочностью при объёмном сжатии. Благодаря этому тампонажные растворы становятся практически несжимаемыми несмотря на малую плотность. Тампонажные растворы на основе ПСМС позволяют осуществлять цементирование обсадных колонн до устья скважины в условиях АНПД. Повышенная прочность и трещиностойкость цементного камня даёт возможность исключить повторные изоляционные работы при перфорации колонны, а достаточно прочное сцепление обеспечит герметичность затрубного пространства.

В рамках программы НИР и ОКР ДООО «Бургаз» на 2000–2001 г.г. «Теплоизоляционный тампонажный материал с полыми стеклянными микросферами для цементирования нефтяных и газовых скважин в условиях ММП», и на основе решений совещания по вопросу «Уточнения конструкции эксплуатационных скважин по Бованенковскому ГКМ» (ОАО «ГАЗПРОМ», 2003 г.) были проведены промысловые работы по применению тампонажных растворов на основе ПСМС (табл. 1). Решение задач, поставленных в указанной программе НИР и ОКР, дало возможность использовать для цементирования обсадных колонн в условиях АНПД высокоэффективный и стабильный теплоизоляционный тампонажный раствор с плотностью менее 1 г/см³ (вплоть до 0,78 г/см³) на основе ПСМС.

Техническая эффективность тампонажного материала с ПСМС по сравнению с цементами на основе традиционных пористых облегчающих наполнителей заключается в следующем:

- в повышенной прочности на сжатие и изгиб цементного камня;
- в лучшем сцеплении цементного камня с обсадной трубой;
- стабильностью средней плотности тампонажного раствора независимо от давления;
- высокими теплозащитными свойствами цементного камня.

Коррозия, происходящая на поверхности стенок микросфер, упрочняет контактную зону и повышает трещиностойкость камня. Сопротивление образованию трещин

Таблица 1. Опыт применения ПСМС при креплении скважин.

№	Номер скважины, площадь, месторождение	Глубина спуска обсадной колонны, м	Средняя плотность тампонажного раствора, г/см ³
1	2	3	4
Север Тюменской области Заполярье			
1	1021	1441	0,94
2	1025	500	1,5
3	1026	1420	1,5
4	1040	1399	1,5
5	1041	1425	1,5
6	1042	1420	1,4
7	1045	1350	1,46
8	1046	1425	1,47
9	1093	1400	1,5
10	1094	1401	1,48
11	1095	1398	1,49
12	1101	1419	1,5
13	1111	1420	1,5
14	1112	1425	1,5
15	1114	1407	1,51
16	1115	1431	1,5
17	1143	1440	1,5
18	1144	1406	1,5
19	1145	1410	1,5
20	1154	1417	1,48
21	1155	1418	1,45
Уренгойское			
22	2359	2792	1,5
23	738	3612	1,4
24	8408	2883	1,4
25	201336	3279	1,4

будет повышаться по мере растворения стенок микросфер и ликвидации контактной зоны микросфер с цементной

матрицей. Следовательно, процесс коррозии стеклянных микросфер в цементном камне оказывает положительное

Таблица 1 (окончание). Опыт применения ПСМС при креплении скважин.

№	Номер скважины, площадь, месторождение	Глубина спуска обсадной колонны, м	Средняя плотность тампонажного раствора, г/см ³
1	2	3	4
Комсомольское			
26	1321	1089	1,5
27	1322	1084	1,5
28	106-н	1030	1,4
Бованенковское			
29	6502	495	0,91
Песцовое			
30	208	3500	1,5
Северо-Уренгойское			
31	1044	2550	1,42
Нижняя Волга			
32	108 Сасовская	2520	1,38
33	13 Памятная	2592	1,36
34	141 Памятно-Сасовская	2595	1,38
35	143 Памятно-Сасовская	2604	1,36
36	14 Памятно-Сасовская	4354	1,42
37	29 Чернушинская	2982	1,4
38	7 Чернушинская	3022	1,4
39	8 Чернушинская	2929	1,42
40	14 Чернушинская	2983	1,41
41	17 Чернушинская	3070	1,41
42	18 Чернушинская	2860	1,4
43	52 Чернушинская	3241	1,45

влияние на трещиностойкость и повышает долговечность цементного камня в затрубном пространстве и надежность всей конструкции скважины в целом. Полые стеклянные микросферы необходимы только для операции по цементированию затрубного пространства скважины до набора тампонажным камнем требуемой прочности. Растворение со временем микросфер в цементном камне уплотняет и упрочняет бывшую контактную зону, что дополнительно снижает проницаемость цементного камня и вероятность нефтегазопроявлений через цементное кольцо.

Результаты оценки однородности раствора с ПСМС по средней плотности и растекаемости для Заполярного месторождения приводятся в табл. 2.

Анализ результатов оценки однородности говорит о стабильности тампонажного раствора по средней плотности и растекаемости, которые определялись в процессе перемешивания, сразу после перемешивания и после выхода на устье скважины.

Для анализа были взяты результаты цементирования 20-ти эксплуатационных газовых скважин на Заполярном ГКМ Севера Тюменской области (табл. 2). Там применялись

Таблица 2. Коэффициент вариации средней плотности и растекаемости тампонажного раствора с ПСМС.

Скважина	Глубина спуска ОК, м	Средняя плотность тампонажного раствора, г/см ³		К-т вариации плотности, %	Растекаемость Д, см		К-т вариации Д, %
		до закачки	на устье		до закачки	на устье	
1	2	3	4	5	6	7	8
1021 Заполярная	1441	1,5	1,51	0,67	20	21	5
1025 Заполярная	1410	1,5	1,51	0,67	21	22	4,8
1026 Заполярная	1420	1,5	1,51	0,67	20	21	5
1041 Заполярная	1425	1,5	1,51	0,67	22	23	4,5
1042 Заполярная	1420	1,4	1,41	0,71	20	21	5
1045 Заполярная	1350	1,46	1,47	0,68	20	21	5
1046 Заполярная	1425	1,47	1,48	0,68	22	23	4,5
1093 Заполярная	1400	1,5	1,51	0,67	20	21	5
1094 Заполярная	1401	1,48	1,48	-	22	23	4,5
1095 Заполярная	1398	1,49	1,495	0,33	21	22	4,8
1101 Заполярная	1419	1,5	1,51	0,67	21	22	5
1111 Заполярная	1420	1,5	1,51	0,67	22	23	4,5
1112 Заполярная	1425	1,5	1,51	0,67	21	22	4,8
1114 Заполярная	1407	1,51	1,52	0,66	21	22	5
1115 Заполярная	1431	1,5	1,51	0,67	21,5	22,5	4,7
1143 Заполярная	1440	1,5	1,51	0,67	22	23	4,5
1144 Заполярная	1406	1,5	1,51	0,67	20	21	5
1145 Заполярная	1410	1,5	1,51	0,67	20	21	5
1154 Заполярная	1417	1,48	1,49	0,67	21	22	4,8
1155 Заполярная	1418	1,45	1,46	0,69	21	22	4,8

Примечание к табл. 2 – ОК – обсадная колонна

составы облегченных тампонажных растворов на основе ПСМС с плотностью от 1,4 до 1,51 г/см³. На 20-ти эксплуатационных скважинах колонны были спущены на глубину от 1350 до 1440 м.

По данным замеров геологической службы Заказчика ООО «Ямбурггаздобыча», проведенных в конце ноября 2004 г., было установлено, что в скважинах №№ 1021, 1093, 1094, 1095, 1115, 1144, 1145, 1154 межколонные давления (МКД) отсутствуют. В скважинах №№ 1041, 1045, 1111, 1143 МКД больше 30 атм, а в скважинах №№ 1025, 1026, 1042, 1046, 1101, 1112, 1114, 1155 МКД незначительны. МКД могут быть вызваны разными причинами.

Главным фактором является негерметичность резьбовых соединений обсадных труб. Такой вывод сделан на основе данных использования зарубежных обсадных труб в 2003...2004 г.г., применение которых позволило уменьшить количество МКД в ООО «БУРГАЗ» в 2 раза.

Прочность определялась для образцов с размерами 4×4×16 см в возрасте 2 сут., изготовленных после перемешивания, и хранившихся при атмосферных условиях. Коэффициент вариации прочности для камней всех составов тампонажных растворов изменялся от 3,4 до 4,5%. По растекаемости коэффициент вариации находился в диапазоне от 4,5 до 5%, для средней плотности – от нуля

до 0,71%. Данные значения коэффициентов вариации по растекаемости, средней плотности и прочности позволяют высоко оценивать однородность раствора с ПСМС. По оценкам многих авторов коэффициент вариации для тампонажных материалов на обычных тампонажных растворах с плотностью 1,8...1,83 г/см³ составляет 12...15%, для тяжелых цементных бетонов в строительстве – не более 13,5% [1...3].

Анализ данных табл. 2 позволяет заключить, что промышленное применение облегченных тампонажных материалов с ПСМС дало положительные результаты. Коэффициент вариации средней плотности тампонажных растворов для этих скважин был от нуля до 1,47%. Данные результаты говорят о высокой надёжности раствора с ПСМС в процессе крепления и, соответственно, при эксплуатации в самых неблагоприятных горно-геологических условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вяхирев 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.
2. Орешкин Д.В., Ипполитов В.В. Техническая эффективность применения облегченных и сверхлегких цементных тампонажных материалов с полыми стеклянными микросферами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2003. – № 11. – с. 30 - 39.

3. Орешкин Д.В., Фролов А.А., Ипполитов В.В. Проблемы теплоизоляционных тампонажных материалов для условий многолетних мерзлых пород. – М.: Недра, – 2004. – 232 с.

УДК 622.276

Разработка химического способа обработки призабойной зоны для ограничения выноса песка в нефтяных скважинах

Δ.С. Тананыхин – аспирант; А.В. Петухов доктор г.- м. наук, профессор
(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

В связи с тем, что большинство нефтяных месторождений в России и за рубежом переходят в завершающую стадию эксплуатации, пескопроявление в добывающих скважинах становится одним из наиболее распространенных осложнений. Оно значительно снижает эффективность эксплуатации скважин, приводя к таким серьезным проблемам, как пробкообразование, выходы из строя подземного и наземного оборудования и т.д.

При эксплуатации нефтедобывающих скважин в условиях негативного влияния механических примесей необходимо соблюдение баланса между эффективностью работы погружного оборудования, которая характеризуется достижением максимальных отборов пластовой жидкости, и его надёжностью.

При исследовании осложненных скважин обычно выделяют четыре основных источника мехпримесей, попадающих в насосную установку добывающих скважин [1]:

1. Непосредственно сам продуктивный пласт, когда мехпримеси – это продукт разрушения горных пород, либо это проппант, закаченный при гидроразрыве пласта, а также кристаллы солей, образовавшиеся в призабойной зоне скважины.
2. Технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химреагенты, растворители и т.д., которые не всегда проходят достаточную подготовку перед закачкой, что в первую очередь относится к жидкостям глушения.
3. Негерметичные эксплуатационные колонны, когда колонна корродирует с образованием солей железа и

через образовавшиеся отверстия в скважину поступают механические примеси.

4. Само глубинно-насосное оборудование, неправильно подготовленное и не очищенное перед спуском в скважину.

В настоящее время наиболее рациональными путями борьбы с выносом песка являются: разработка технических и технологических решений по предупреждению обводнения скважин; создание новых конструкций забоя скважин; регулирование технологического режима эксплуатации скважин.

Основные методы эксплуатации пескопроявляющих скважин можно условно разделить на две группы:

- методы эксплуатации скважин с выносом песка на поверхность;
- методы эксплуатации с предотвращением выноса песка из пласта [2].

На рис. 1 представлена схема, на которой методы борьбы с пескопроявлениями в скважинах разделены по признакам.

Наиболее рациональными являются способы крепления горных пород пласта в призабойной (приствольной) зоне. Для этого на практике применяют химические, физико-химические, механические, технологические методы и их комбинации.

Химические методы основаны на искусственном закреплении горных пород вяжущими и цементирующими веществами: смолами, цементом с различными добавками, силикатами и т.д. Их эффективность определяется достаточной устойчивостью горных пород после крепления без значительного ухудшения коллекторских свойств.

К физико-химическим методам относятся методы закрепления пород путем коксования нефти в призабойной зоне пласта (ПЗП), обработки ПЗП химреагентами с последующей термической обработкой. Эти методы особенно эффективны при добыче тяжелых, высоковязких нефтей.

К технологическим методам относятся технологии вскрытия слабосцементированных пород и эксплуатации пескопроявляющих скважин: метод ограничения депрессии на пласт; водоизоляция подошвенных вод.

К механическим способам борьбы с пескопроявлением относятся различного рода противопесочные фильтры: сетчатые, спиральные и другие, спускаемые на колонне труб, а также намывные гравийные фильтры [3].

Очевидно, что скважины, в которых вынос песка является следствием поступления пластовой воды, оборудовать фильтрами нецелесообразно, здесь проблема выноса песка должна решаться использованием технологий ограничения водопритока.

Несмотря на то, что отказы насосного оборудования, вызванные влиянием механических примесей, преобладают по сравнению с другими осложнениями такими, как солеотложение, коррозия и асфальтено-смоло-парафинистые отложения, эта проблема по-прежнему остается наименее изученной. В связи с этим на базе Национального минерально-сырьевого университета «Горный» был проведен ряд опытов по созданию раствора для крепле-

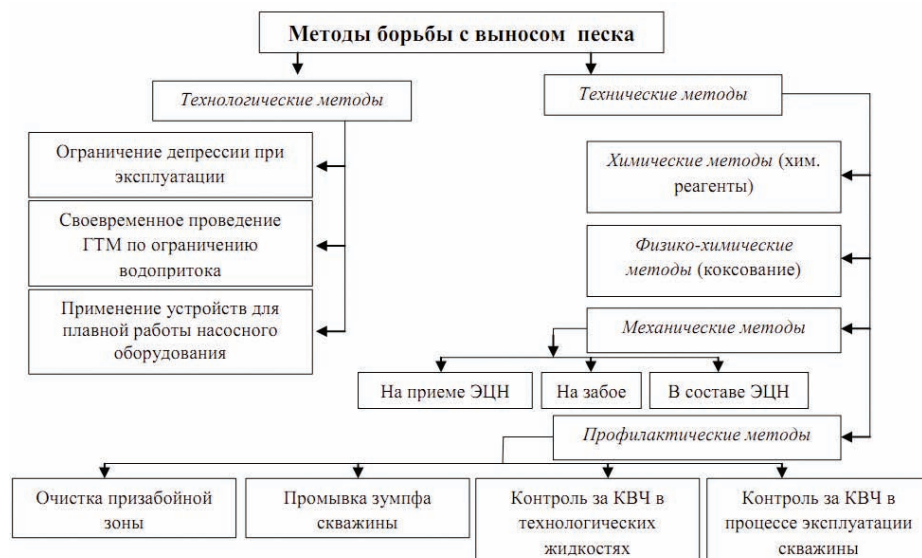


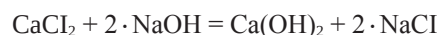
Рис. 1. Методы борьбы с пескопроявлениями в добывающих скважинах.

ния слабосцементированных песчаников (заявка на патент №№ 2011134125/03 «Способ крепления призабойной зоны продуктивного пласта газовых скважин» (приоритет от 12.08.2011 г.). Работы по моделированию работы скважин проводились, как на насыпных моделях, приготовленных из рыхлых девонских песчаников, отобранных из обнажений коренных пород Ленинградской области, так и на естественных образцах керна, приготовленных из горных пород Ярегского месторождения. Для исследований использовалось современное высокоточное оборудование научно-исследовательской лаборатории кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

В процессе проведения эксперимента через образцы керна осуществляли последовательную прокачку водного раствора гидроксида натрия (гидрокарбоната натрия) и, в качестве тампонирующего состава, водный раствор хлористого кальция. В результате реакции ионы кальция образуют нерастворимое в воде соединение, т.е. в поровом объеме образуется закупоривающий осадок в виде тонкодисперсной взвеси, а на стенках поровых каналов - в виде твердых микрокристаллов. Закачку каждого из указанных растворов производят равными порциями. При обосновании закрепляющего состава предполагалось, что полученный в пластовых условиях осадок кроме цементирующего действия будет также препятствовать прорыву пластовых вод, путем изоляции промытых интервалов пласта, за счет этого будет происходить подключение в разработку застойных и слабодренлируемых зон пласта.

Оптимальные соотношения сухого вещества в растворах определяли стехиометрическими расчетами реакции с вычислением массовых долей и лабораторными исследованиями.

Реакцию взаимодействия хлористого кальция и гидроксида натрия можно изобразить следующим уравнением:



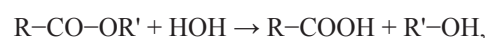
После получения первых положительных результатов о крепении слабосцементированной породы разработанным химическим составом было принято решение о более детальном изучении его влияния на свойства жидких

углеводородов насыщающих пласта. Исследования проводились на двух установках *Easy Drop* и *Rheotest*. Рассмотрим подробнее явления, возникающие при химическом взаимодействии разработанного состава с нефтью.

Вследствие того, что призабойная зона представлена одним или несколькими прослоями коллекторов с различными фильтрационными характеристиками, а также осложнена природной и техногенной трещиноватостью, присутствующей как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах, внедрение любых жидкостей в пласт при химических обработках происходит неравномерно. Поэтому, при введении реагентов в призабойную зону часто наблюдаются скачкообразные изменения устьевого давления, что позволяет при тщательном контроле за процессом определить количество прослоев подвергающихся воздействию. Однако следует учитывать, что отдельные прослои коллекторов, со средними и низкими значениями проницаемости, могут быть загрязнены в такой степени, что внедрение в них каких-либо жидкостей и газов практически невозможно. Таким образом, воздействию активных веществ будут подвергаться только прослои способные пропускать через себя флюиды и, следовательно, обработке будет подвергнут не весь интервал, а только некоторая его часть [4].

При поступлении в призабойную зону растворов химических веществ начинается их взаимодействие, как с породой, так и с нефтью, насыщающей коллектор. В первую очередь, вступают в реакцию флюиды, поскольку они насыщают поровое пространство, в которое закачивается раствор. Кроме природных флюидов в продуктивных пластах находятся технологические растворы, остающиеся в ПЗП после бурения, глушения скважин, при ремонтных работах, которые также влияют на эффективность обработки. Для изучения реакции взаимодействия между активными компонентами нефти, которые являются природными поверхностно-активными веществами (асфальтены, смолы, парафины, жирные кислоты и др.) и разработанным химическим раствором были проведены исследования изменения вязкости нефти при контакте ее с разработанным химическим реагентом, при различных содержаниях в нем хлористого кальция и, соответственно, гидроксида натрия, необходимого для нейтрализации первого компонента. Эксперимент проводился с целью изучения изменения вязкости нефти при различных концентрациях химических реагентов в предлагаемом составе и различных температурах. Результаты эксперимента представлены на рис. 2.

Вязкость нефти, наряду с термобарическими условиями ее залегания и геолого-геофизическими характеристиками коллектора, значительно влияет на процесс добычи нефти. Высокая вязкость нефти негативным образом влияет на её подвижность в породе, поэтому значительно сказывается на дебитах скважин и динамике добычи. В связи с этим необходимо снижать вязкость нефти химическими или комплексными методами. Одним из важных факторов, как показывают результаты экспериментов, влияющих на изменение вязкости нефти при использовании разработанного состава, является процесс омыления жирных кислот. Омыление — это гидролиз сложного эфира с образованием его соли, в случае если для омыления используется раствор щёлочи, этот процесс можно изобразить схематически следующим образом:



где R и R' — углеводородные радикалы.

В результате проведенных экспериментов было установлено (рис. 2), что, при разных температурах вязкость нефти может уменьшаться более чем в 2 раза. Снижение вязкости можно объяснить омылением жирных кислот, в небольших количествах, содержащихся в нефти. При низких температурах (32 °С) вязкость нефти снижается до 5 раз. Таким образом, эксперименты показали, что предлагаемый состав может выполнять роль поверхностно активного вещества, способствующего снижению вязкости нефти и гидравлических сопротивлений при её фильтрации в ПЗП.

Не менее важными свойствами углеводородов, изменяющимися в процессе протекания физико-химической реакции, при взаимодействии нефти и разработанного состава являются поверхностное натяжение (ПН) и угол смачивания. Значительное снижение ПН приводит к дополнительному вытеснению нефти водой из мелких пустот породы в более крупные. Для исследования влияния разработанного состава на ПН и угол смачивания были проведены специальные эксперименты. Результаты экспериментов представлены в табл. 1.

В процессе проведенных экспериментов установлено значительное снижение поверхностного натяжения нефти (на 61%) при 5% содержании в водном растворе хлористого кальция. При дальнейшем увеличении концентрации хлористого кальция величина поверхностного

натяжения снижается более низкими темпами. Измерения угла смачивания показали, что он равномерно увеличивается с возрастанием в водном растворе концентрации $CaCl_2$.

В результате проведения всего комплекса лабораторных исследований было установлено снижение проницаемости образца керна по жидкости при моделировании нефтяной скважины на 51% после обработки модели нефтенасыщенного пласта разработанным водным раствором $CaCl_2$ и $NaOH$. Однако при этом следует отметить, что при относительно небольшом снижении проницаемости значительно увеличилась прочность

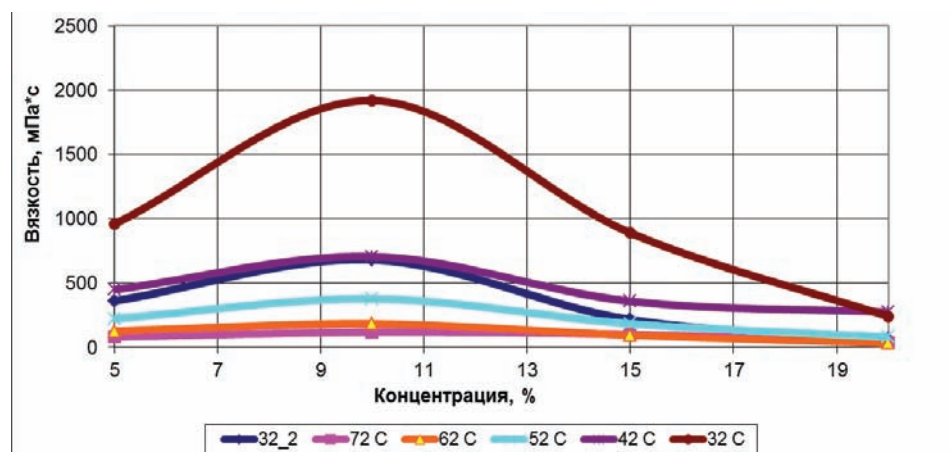


Рис. 2. Зависимость вязкости нефти от концентрации химического состава при фиксированной скорости (5с⁻¹).

Таблица 1. Изменение поверхностного натяжения и угла смачивания нефти при взаимодействии с разработанным составом, имеющим различные концентрации CaCl_2 .

Замеры <i>EasyDrop</i> рН (нефти) = 3,5 – кислая среда	
Первоначальное состояние нефти (без воздействия хим. реагентами)	
Поверхностное натяжение, мН/м	Угол смачивания (замеры производились на стекле), deg
2,74	17,6
Измененное состояние нефти (после воздействия хим. растворами $\text{CaCl}_2 + \text{NaOH}$) 25% водный раствор CaCl_2 + $\approx 17\%$ водный раствор NaOH	
1,27	28,7
Измененное состояние нефти (после воздействия хим. растворами $\text{CaCl}_2 + \text{NaOH}$) 20% водный раствор CaCl_2 + $\approx 17\%$ водный раствор NaOH	
1,38	26,8
Измененное состояние нефти (после воздействия хим. растворами $\text{CaCl}_2 + \text{NaOH}$) 15% водный раствор CaCl_2 + $\approx 17\%$ водный раствор NaOH	
1,51	24,7
Измененное состояние нефти (после воздействия хим. растворами $\text{CaCl}_2 + \text{NaOH}$) 10% водный раствор CaCl_2 + $\approx 17\%$ водный раствор NaOH	
1,56	21,4
Измененное состояние нефти (после воздействия хим. растворами $\text{CaCl}_2 + \text{NaOH}$) 5% водный раствор CaCl_2 + $\approx 17\%$ водный раствор NaOH	
1,68	18,9

обработанной породы, таким образом, в процессе эксплуатации обработанной скважины становится возможным увеличение депрессии на пласт, что дает возможность сохранить предшествующий уровень добычи нефти.

Таким образом, можно заключить, что предлагаемый способ крепления слабосцементированных песчаников с

использованием разработанного химического раствора значительно отличается от известных аналогов и способствует более эффективному предотвращению выноса песка из пласта в скважину за счет снижения обводненности продукции, а также селективного действия разработанного состава на призабойную зону пласта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Камалетдинов Р.С., Лазарев А.Б. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями. // Инженерная практика. – М.: Издательство Energy Press, Маркетинговое агентство BGpromotion, - 2010. № 2. - с.6-13.

2. Гилаев Г.Г., Бурштейн М.А., Вартумян Г.Т., Кочелев А.Т. Вопросы теории и практики ограничения пескопроявлений в нефтедобывающих и водозаборных скважинах — Краснодар: Советская Кубань, - 2004. — 224 с.

3. Минеев А.В., Булчаев Н.Д., Кондрашов П.М. Методы защиты насосного оборудования при добыче пескосодержащей нефти. // Территория нефтегаз. - М.: - 2010. - № 10. - с. 82-84.

4. Кузнецов Ю.С., Ли Г.С. и др. Отчет по теме: «Изучение условий и анализ причин процессов разрушения коллектора, накопления и выноса механических примесей и воды по скважинам сеноманской залежи Уренгойского месторождения». - НТЦ ПО «УГП», 1996. - 57 с.

УДК 622.245.42:622.248.3

Исследование влияния компонентного состава биополимерного раствора на сохранение проницаемости терригенного коллектора

Я.В. Чеславский – аспирант
(Ухтинский государственный технический университет)

При разработке буровых промывочных жидкостей, предназначенных для вскрытия продуктивного пласта горизонтальной скважины, одной из основных задач проектировщика является сведение к минимуму глубины проникновения фильтрата и загрязнения пласта. Для решения задачи в компонентный состав буровых промывочных жидкостей вводят различные коагулянты, понизители фильтрации, ингибиторы и гидрофобизаторы.

Для наглядной оценки и изучения влияния различных коагулянтов и понизителей фильтрации на процессы фильтрации в призабойной зоне пласта горизонтальной скважины на кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета была разработана модель – «Установка для исследований фильтрационных процессов в призабойной зоне пласта горизонтальной скважины». Установка позволяет оценить интенсивность и глубину фильтрационных процессов в призабойной зоне пласта в различных направлениях ствола горизонтальной скважины.

В качестве основы для исследований была выбрана рецептура биополимерного бурового раствора, как получившая наибольшее распространение при вскрытии продуктивных пластов (за счёт способности к биологическому разложению и низкого содержания твердой фазы). Кроме того, исследован безглинистый раствор «FLO-PRO» и раствор на основе синтетического масла «Versaclean», которые используются при проводке сильно искривленных, пологих и горизонтальных скважин.

Для имитации вмещающего пласта применялись насыпные модели просеянного песка и песочно-глинистая смесь.

Проведенные исследования показывают, что радиус проникновения вверх в призабойной зоне пласта (ПЗП) всегда больше чем вниз, вне зависимости от вида насыпной модели. Причем процесс проникновения фильтрата бурового раствора вверх практически не теряет тенденции роста, хотя и значительно замедляется, в то время как проникновение в нижнюю часть с 6-7 минуты опыта затухает и уже практически не изменяется.

Результаты также показали, что введение в раствор карбоната кальция способствует снижению показателя фильтрации во всех исследуемых моделях пласта, а в дальнейшем и увеличения степени восстановления проницаемости пористой среды. Карбонат кальция приводит к снижению проницаемости ПЗП и вследствие этого сни-

жает степень загрязнения продуктивной части. Хорошие результаты, на уровне с карбонатом кальция, показала добавка сульфенированного битума, которая так же не будет оказывать значительного влияния на снижение проницаемости пласта, что объясняется химической природой реагента. Это хороший гидрофобизатор, причем остаток твердого вещества при растворении составляет до 20%, что способствует дополнительной коагуляции.

В настоящее время отсутствует информация об использовании сульфенированного битума для вскрытия продуктивного пласта, основное назначение этого реагента – ингибирование набухания глин. Проведенные исследования позволяют сделать вывод о возможной эффективности его использования при концентрации 1–1,5 %.

Исходя из полученных результатов, были выбраны буровые растворы, показавшие наименьший радиус проникновения фильтрата для последующих исследований на лабораторной установке «Тестер проницаемости тампонирующего раствора производства OFITE (PPT – Permeability Plugging Tester)» (рис. 1). Порядок работы с данным оборудованием описан в методике API [1].

Для решения этой задачи была разработана методика, позволяющая оценить влияние различных добавок на фильтрационные свойства раствора и их загрязняющую способность по степени восстановления проницаемости пористой среды после воздействия на нее буровым раствором.



Рис. 1. Тестер проницаемости тампонирующего раствора производства OFITE (PPT – Permeability Plugging Tester).

Данная методика включает следующие этапы:

- 1) вымачивание керамических дисков в сырой нефти;
- 2) определение исходной проницаемости дисков при фильтрации нефти;
- 3) фильтрация через пористую среду бурового раствора при температуре 40-50 °С и перепаде давления 500 psi ($P = 35$ атм.) в течение 15 минут с фиксированием объема полученного фильтрата;
- 4) определение остаточной проницаемости пористой среды после воздействия раствором по фильтрации нефти.

В проведенной работе в качестве фильтрационной (пористой) среды использовались керамические фильтровальные диски 10 Дарси/35 микрон. Диски перед испытанием пропитывались нефтью плотности 780-800 кг/м³.

Результаты лабораторных испытаний по фильтрации раствора с различными добавками и определению восстановления проницаемости керамических дисков представлены на рис. 2 и 3.

Из рис. 2 видно, что добавки оказывают различное влияние на фильтрацию бурового раствора. От незначительного снижения, как, например, с полигликолем и хлоридом калия, до наиболее эффективного, в случае с применением битума, а так же комбинирования битума и кислоторастворимого кольматанта.

Полученные результаты показывают, что для эффективного снижения интенсивности процессов фильтрации в призабойной зоне необходима комплексная обработка бурового раствора жидким и твердым гидрофобизатором совместно с кольматантом.

Результаты испытаний по определению остаточной проницаемости керамических дисков после воздействия раствора с кислоторастворимым кольматантом и различными добавками, а также системы "FLO-PRO" и "Versaclean" представлены на рис. 3.

Как видно из рис. 3, при добавлении битума к базовому биополимерному раствору с карбонатом кальция происходит значительное снижение фильтрации.

Растворы с добавлением сульфинированного битума (1,5%) показали увеличение степени восстановления проницаемости относительно базового раствора. Раствор с добавлением полигликоля и хлорида калия также не оказали значительного влияния на снижение проницаемости керамического диска.

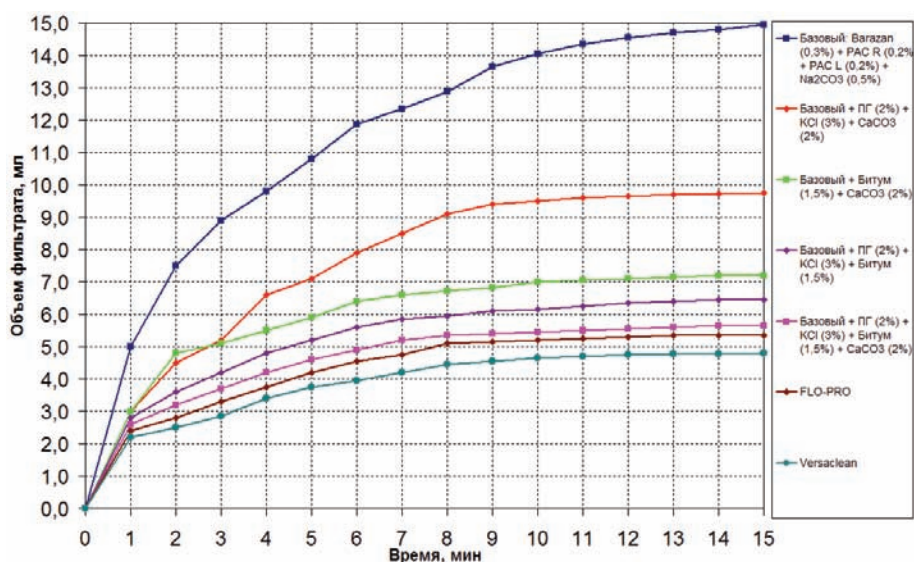


Рис. 2. Результаты фильтрации бурового раствора через керамический диск.

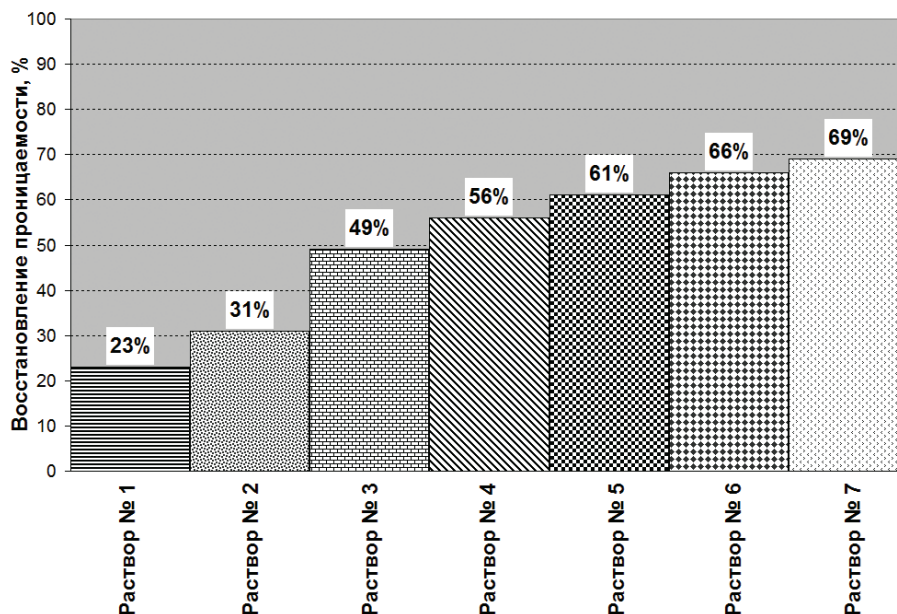


Рис. 3 Определение остаточной проницаемости по нефти:

Раствор № 1 - Базовый: Barazan (0,3%) + PAC R (0,2%) + PAC L (0,2%) + Na₂CO₃ (0,5%);
 Раствор № 2 - Базовый + Полигликоль (2%) + KCl (3%) + CaCO₃ (2%);
 Раствор № 3 - Базовый + Битум (1,5%) + CaCO₃ (2%);
 Раствор № 4 - Базовый + Полигликоль (2%) + KCl (3%) + Битум (1,5%);
 Раствор № 5 - Базовый + Полигликоль (2%) + KCl (3%) + Битум (1,5%) + CaCO₃ (2%);
 Раствор № 6 - "FLO-PRO";
 Раствор № 7 - "Versaclean".

Таким образом, на основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1) В отличие от существующих представлений о строении призабойной зоны горизонтальной скважины, показана существенная разница в проникании фильтрационных процессов в различных направлениях от ствола скважины;

2) Для максимального снижения загрязнения призабойной зоны терригенных коллекторов при использовании биополимерных растворов необходима комплексная обработка, включающая твердый кольматант (CaCO₃), гидрофобизаторы (сульфинированный битум и полигликоль) и ингибитор набухания глин (KCl);

3) Эффективность использования при вскрытии продуктивных пластов сульфинированного битума в концен-

трациях 1–1,5%. Даже при таких концентрациях в биополимерном растворе степень сохранения коллекторских

свойств продуктивного пласта сопоставима с растворами на углеводородной основе.

ЛИТЕРАТУРА

1. ANSI/API 13I/ISO 10416 Recommended Practice for Laboratory Testing of Drilling Fluids. - 2004.

2. Крецул В.В. Влияние твердой фазы на фильтрационные характеристики промывочных жидкостей для первичного вскрытия. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», - 2006.- № 10.- с. 32-36.

3. Burnett D.B., and Hodge R.M. Laboratory and Field Evaluations of the role of Drill solids in formation damage and Reduced Horizontal well Productivity. SPE paper 37125 presented at the 1996 SPE International conference on Horizontal well Technology.

4. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. М.: Недра, - 2007.

УДК 622.244.7.001.24

Анализ конструктивного исполнения и принципа действия вибросит

В.Г. Юртаев – доктор техн. наук; О.А. Нечаева – канд. техн. наук
(Самарский государственный технический университет)

Вибросито относится к классу машин, в которых вибрационные режимы используются в качестве эффективных технологических процессов. Все производители этой техники в последние годы уделяли большое внимание её совершенствованию, качеству изготовления, удобству в обслуживании и надежности в эксплуатации. За счет конструктивного совершенствования и качества изготовления сеток в значительной мере повышен их срок службы, улучшен механизм натяжения. Переход на производство вибросит с линейной траекторией колебаний позволило улучшить их техническую характеристику, динамические параметры и повысить надежность конструкции.

Вместе с тем принцип вибрационной технологии очистки, заложенный в применяемых виброситах, остался неизменным. Его недостаток состоит в том, что буровой раствор, поступающий вместе из скважины, подается на поверхность вибрируемой сетки. В этом случае через её поверхность в отлив вместе с жидкостью проникают твердые фракции, размер которых ограничивается размером ячеек. По этой причине при бурении песчаных пород эффективность очистки с помощью вибросита резко снижается. При бурении пластичных глинистых горных пород под действием вибрации на сетке происходит разрушение крупных частиц с последующим проникновением мелких фракций через сетку в отлив.

Заложенный в применяемых виброситах принцип очистки не позволяет повысить процент отделения от жидкой фазы твердых фракций меньшим размером, чем размер ячеек сетки. Регулирование допускаемого размера фракций, проникающих в отлив, обеспечивается путем замены сеток с соответствующим размером ячеек. Соизмеримые с ячейками твердые частицы под действием вибрации заклиниваются в ячейках, что приводит к снижению пропускной способности сита. Поэтому производители вынуждены увеличивать площадь сеток, устанавливаемых на виброситах, а это приводит к увеличению их габаритов. Вместе с тем меньшая часть от общей площади поверхности сеток выполняет функции разделяющей поверхности подаваемого исходного раствора на твердую и жидкую фазу, а остальная площадь является транспортирующей поверхностью для сброса отделенного шлама за пределы вибросита. При этом транспортирующая поверхность подвергается интенсивному абразивному износу.

Отмеченные выше недостатки учтены при разработке нового направления в создании технических средств вибрационной технологии очистки бурового раствора, выполненных на уровне изобретений и защищенных авторскими свидетельствами и патентами. Сущность предложенного устройства и принципа очистки представлена

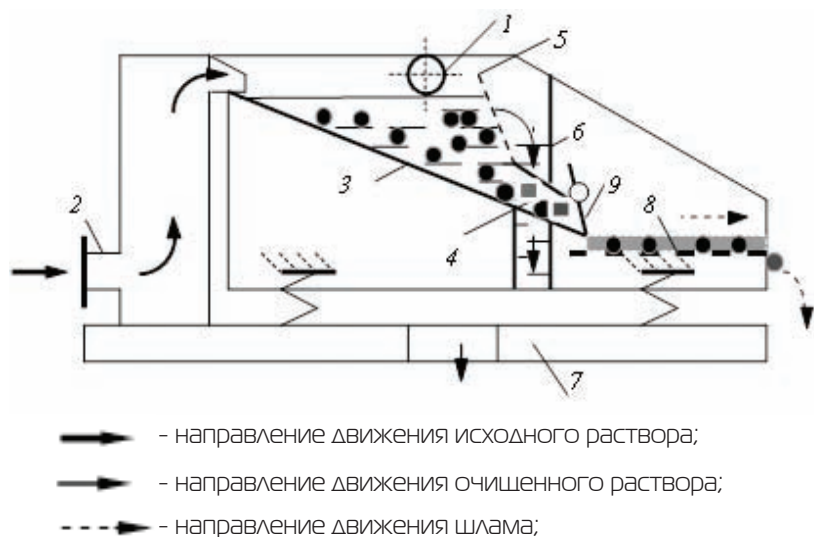


Рис. 1 Схема действия вибросита:

1 - вибратор, 2 - приемный патрубок, 3 - дно желоба, 4 - отвод шлама, 5 - сетчатый отражатель, 6 - плита, 7 - поддон, 8 - сетчатый фильтр, 9 - подпружиненная заслонка

на рис. 1 и состоит в том, что исходный раствор подается через патрубок 2 в наклонно расположенный вибрируемый желоб с глухим дном 3. Под действием вибрационного поля крупные твердые частицы осаждаются на дно желоба, а раствор вступает в контакт с поверхностью вибрируемого сетчатого отражателя 5, установленного в нижней разгрузочной части желоба в поперечном направлении под острым углом к направлению движения подаваемого раствора.

При прохождении раствора через отверстия в поверхности отражателя, содержащиеся твердые частицы выбиваются в осадок вибрируемыми перемычками отверстий отражателя, вызывая дополнительную очистку раствора. При этом из раствора выбиваются в осадок твердые частицы не только соизмеримые с отверстиями, но и меньшим размером.

Выделенные из раствора твердые частицы поступают в отвод 4, где по мере накопления шлама под воздействием вибрации он уплотняется с одновременным увеличением давления на шарнирно закрепленную подпружиненную заслонку 9. Под воздействием давления шлама заслонка открывает выход шлама из отседа на сетчатый фильтр 8, где под воздействием вибрации осуществляется его осушка и сброс за пределы вибросита. Жидкая фаза после очистки поступает в поддон 7 и далее в приемную ёмкость. Наклонное расположение вибрируемого отражателя в сторону желоба предотвращает скопление шлама на его поверхности. Вес шлама не воспринимается поверхностью отражателя, что приводит к снижению его износа по сравнению с сетками в применяемых виброситах.

Размер твердых частиц, выделяемых таким способом из раствора, определяется соотношением амплитуды колебаний с размером отверстий в отражателе и частотой колебаний [1]. Проекция амплитуды колебаний на поверхность отражателя должна быть больше размера отверстий. В этом случае колебательное движение перемычек будет охватывать всю площадь, занимаемую отверстием в статическом состоянии, и тем самым предотвращается возникновение зон в пределах площади каждого отверстия, через которые беспрепятственно могли бы проникать с раствором и твердые частицы. Поскольку размер твердых

фракций в растворе изменяется в широких пределах, включая и частицы дорогостоящих компонентов, поэтому частота колебаний отражателей должна устанавливаться с учетом размера частиц, подлежащих удалению из раствора так, чтобы не выбивались в осадок частицы типа барита.

Испытания вибросита [2] с изложенным принципом действия в условиях бурения скважины показали, что отражатель выбивает в осадок не только твердые частицы, размер которых превышает размер отверстий, но и частицы более чем в два раза меньшим размером рис. 2 полностью выделялись из раствора, что указывает на повышение эффективности использования процесса вибрации в рассматриваемой технологической операции. При испытаниях была установлена сетка с размером ячеек $0,9 \times 0,9$ мм.

Идея наклонного расположения сетчатой поверхности реализована в конструкции пирамидальных сеток, разработанной и изготавливаемой для вибросит фирмой DERRICK (рис. 3), которые позволяют по данным разработчиков уменьшить размер

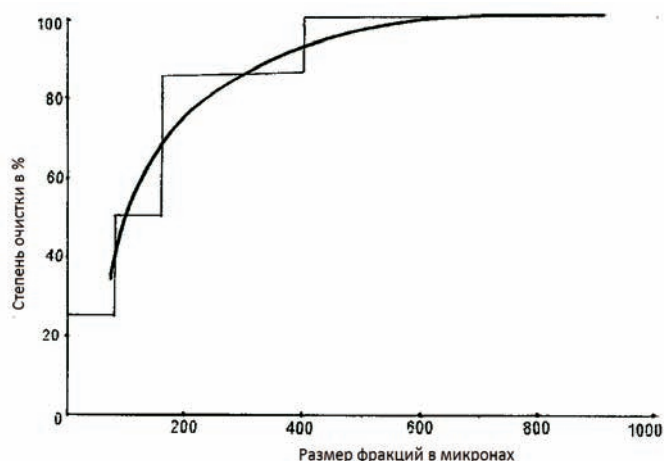


Рис. 2 Диаграмма степени очистки бурового раствора по размерам фракций.

отделяемых из раствора твердых частиц с 75 до 43 микрон. Такой эффект, как и в выше изложенном принципе действия вибросита, достигается за счет наклонного расположения граней отдельных участков пирамидальной сетки. Проекция площади ячейки пирамидальной сетки на горизонтальную плоскость зависит от косинуса угла наклона граней пирамиды.

С уменьшением угла наклона затрудняется прохождение твердых частиц в отлив вместе с жидкостью. Этот эффект мог бы быть значительно выше, если пирамидальные сетки на вибросите (рис. 1) выполняли функции отражателя. В этом случае наклон пирамидальной сетки и её граней в



Рис. 3 Пирамидальная сетка.

сторону жёлоба с содержащимся раствором обеспечивает сетке выполнение функций отражателя твердой фазы и её отделение под действием вибрации сетки из подаваемого исходного раствора. За счет пирамидальной формы

сеток достигается увеличение площади их поверхности и пропускной способности вибросита, а выполнение такими сетками функций отражателя уменьшает их абразивный износ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Юртаев В.Г. К расчету динамических параметров вибрационного сита для очистки бурового раствора. Научно-технические достижения и передовой опыт рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности. – М.; ВНИИОЭНГ, - 1991. – № 4.

2. Юртаев В.Г., Шварёв А.А. Вибрационное сито с сетчатым отражателем и результаты его испытаний. Межвузовский научно-тематический сборник "Современные проблемы буровой и нефтепромысловой механики". Уфа: - 1996.

УДК 622.276.6

Процессы разрушения стойких промышленных эмульсий типа «КОНДЕНСАТ-ВОДА» комплексным реагентом-деэмульгатором DT

В.М. Ахметова – м.н.с.

(Львовский комплексный научно-исследовательский центр,
филиал Украинского научно-исследовательского института природных газов)

О.А. Иванкив – канд. техн. наук, технический директор
(ООО «Научно-производственный центр Актуальные нефтегазовые технологии»)

Одним из этапов подготовки углеводородов к транспортировке является отделение воды от добытой углеводородной продукции. Чаще всего проблемой эффективного разделения пластовых флюидов являются эмульсии, которые образуются под влиянием различных факторов. Например, использование полимерных растворов в процессах первичного вскрытия пластов и капитального ремонта скважин (КРС), а также применение поверхностно-активных реагентов с полимерными структурообразователями потока во время удаления накопленной воды с забоев скважин; присутствие парафинов, смол и асфальтенов в составе жидких углеводородов. Более всего повышают стойкость образующихся эмульсий полимерные составляющие технологических жидкостей за счет диспергирования в потоке полимерных глобул со значительной механической прочностью адсорбционных слоев. Так как процесс разрушения полимерных эмульсий довольно сложен, то разработка новых составов деэмульгаторов и повышение эффективности имеющихся является актуальной проблемой.

Поскольку процесс деэмульсации является одним из важных процессов промышленной подготовки углеводородов, то деэмульгаторы, которые вводятся в систему, должны обладать большей поверхностной активностью, нежели природные и привнесенные эмульгаторы. Деэмульгаторы вытесняют эмульгирующие вещества с поверхностного слоя диспергированных частиц воды и образуют адсорбционный слой с низкой структурно-механической прочностью. Частицы с ослабленными поверхностными оболочками при столкновении легко коалесцируют с образованием быстро оседающих укрупняющихся глобул воды. Так как основным фактором стойкости полимерсодержащей эмульсии являются прилипающие «бронирующие» вещества, то деэмульгаторы должны иметь высокую смачивающую способность, чтобы вытеснить их с поверхности раздела в объеме фаз, или свойство разрушения укрепляющих полимерных пленок [4, 5].

Можно выделить три основных фазы разрушения эмульсии типа «конденсат-вода»:

- столкновение диспергированных частиц;
- слияние их в большие глобулы;
- выпадение укрупняющихся частиц и формирование сплошных отдельных слоев конденсата и воды.

Первая фаза разрушения эмульсии реализуется путем столкновения частиц под действием физических факторов, а именно: механического перемешивания, турбулентного движения потока, гравитационного осаждения и, в незначительной степени, в результате броуновского движения. Темп столкновений может быть увеличен под действием электрического и ультразвукового поля. Для этой фазы разрушения наиболее действенным методом для дополнительного ускорения (разделение эмульсии) является метод центрифугирования.

Вторая фаза разрушения эмульсии характеризуется слиянием частиц и происходит при невысокой структурно-механической прочности разделяемых слоев, если они имеют гидрофильные свойства относительно водо-конденсатных эмульсий, то скорость всего процесса разложения эмульсии лимитируется скоростью слияния диспергированных частиц [6].

Темп осаждения частиц, которые слились, и выделение сплошных фаз углеводородов (например, конденсата) и воды зависит от размеров глобул, вязкости дисперсионной среды и разницы плотностей воды и углеводорода: скорость выпадения растет с ростом размеров частиц воды и разницы плотностей, и соответственно снижается - с ростом вязкости углеводородов. Наиболее эффективным методом ускорения данного процесса на третьем этапе является нагревание эмульсии, поскольку данный метод приводит к резкому уменьшению вязкости углеводородов и некоторому росту (на 10-20%) разницы плотностей воды и углеводорода.

Третьей фазой разрушения является выпадение больших частиц и формирование сплошных отдельных слоев конденсата и воды.

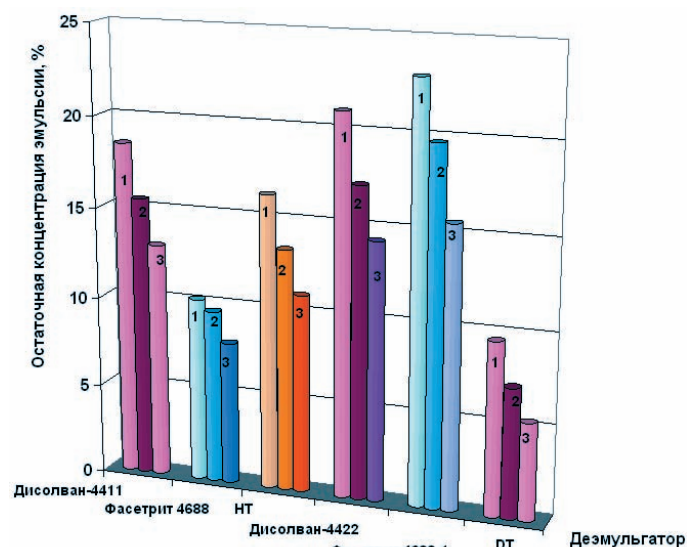
Для реализации второй и третьей фаз разрушения эмульсий можно использовать следующие методы: термообработка, отстаивание, применение деэмульгаторов и центрифугирование. Влияние химических реагентов - деэмульгаторов направлено на реализацию двух последних фаз-этапов разделения эмульсий.

Применение даже высокоэффективных деэмульгаторов известных марок: Clear Water, Clariant, Croda Chemicals Europe, Shandong Deshi Chemical Group, Al Sanea Chemical Products и др., не всегда дает положительные результаты при разделении эмульсии, которая образуется во время удаления воды из скважин смесью ПАВ и полиакриламида (ПАА) или после бурения скважин полимерными растворами с ПАВ, так как глобулы полимера образуют сверхстойкие эмульсии и их разрушение обычными средствами не возможно.

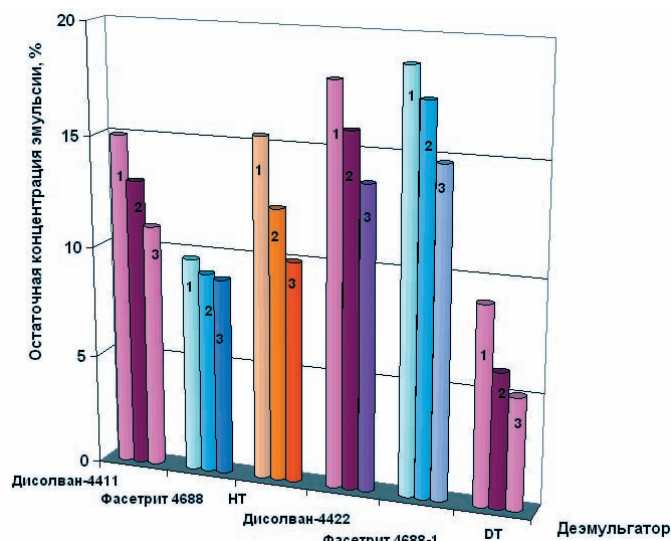
В лабораторных условиях авторами разработан комплексный реагент ДТ, который хорошо зарекомендовал себя в условиях полимерной блокировки призабойной зоны пласта для разрушения молекул полимеров после первичного вскрытия пластов и КРС, а также для деэмульсации полимерных эмульсий [1].

С целью определения эффективности данного реагента для разрушения полимерных эмульсий проведены сравнительные исследования действия уже известных деэмульгаторов и разработанного реагента ДТ для разрушения эмульсий с содержанием, например, ПАА от 0,02 до 0,1%. Исследованы деэмульгаторы: Дисолван (2-х марок), НТ и Фасетрит (2-х марок). Исследования проводили при температурах 20 °С и 80 °С, результаты которых приведены на рис. 1-3.

Методика исследований следующая: готовили водную составляющую из смеси водных растворов полимера (ПАА марки А-1020) и 1%-го раствора ПАВ; а также углеводородную составляющую из очищенного газового конденсата второй ступени сепарации с добавлением 3% смол



а



б

Рис. 1 Разделение эмульсии типа «конденсат-вода», с содержанием полимера ПАА 0,02% при введении дезэмульгаторов в концентрации: 1 - 0,02%; 2 - 0,05%; 3 - 0,1% при температуре: а) 20 °С, б) 80 °С.

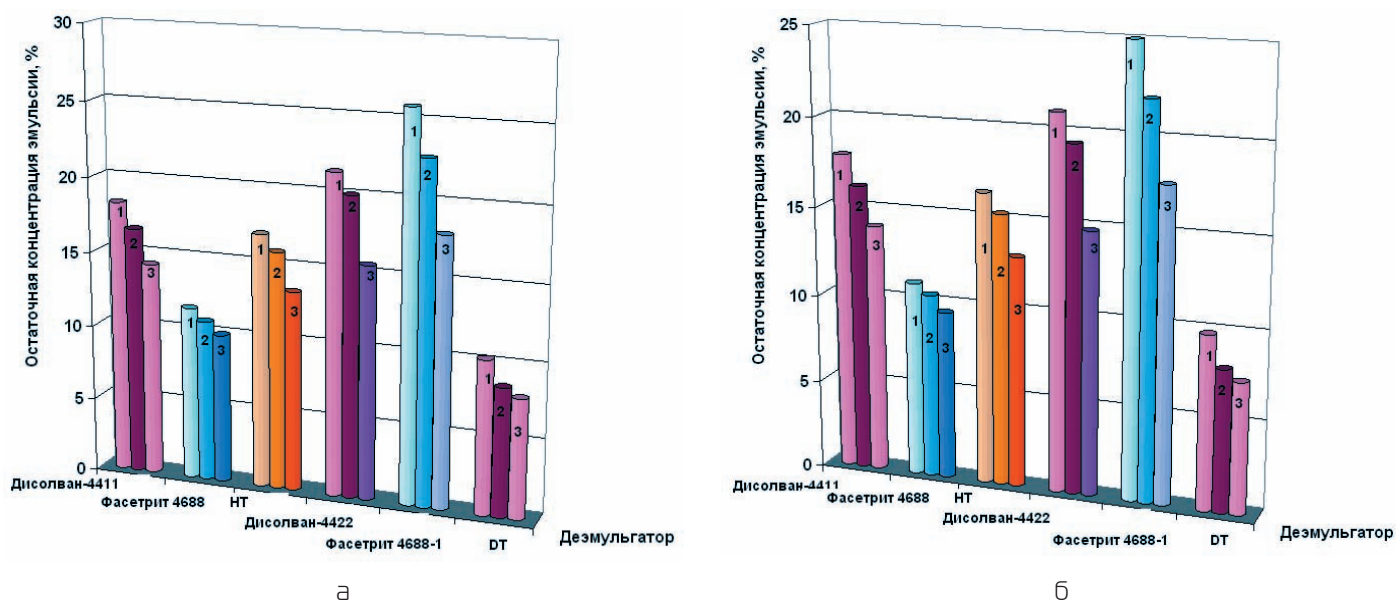


Рис. 2 Разделение эмульсии типа «конденсат-вода», с содержанием полимера ПАА 0,05% при введении деэмульгаторов в концентрации: 1 - 0,02%; 2 - 0,05%; 3 - 0,1% при температуре: а) 20 °С, б) 80 °С.

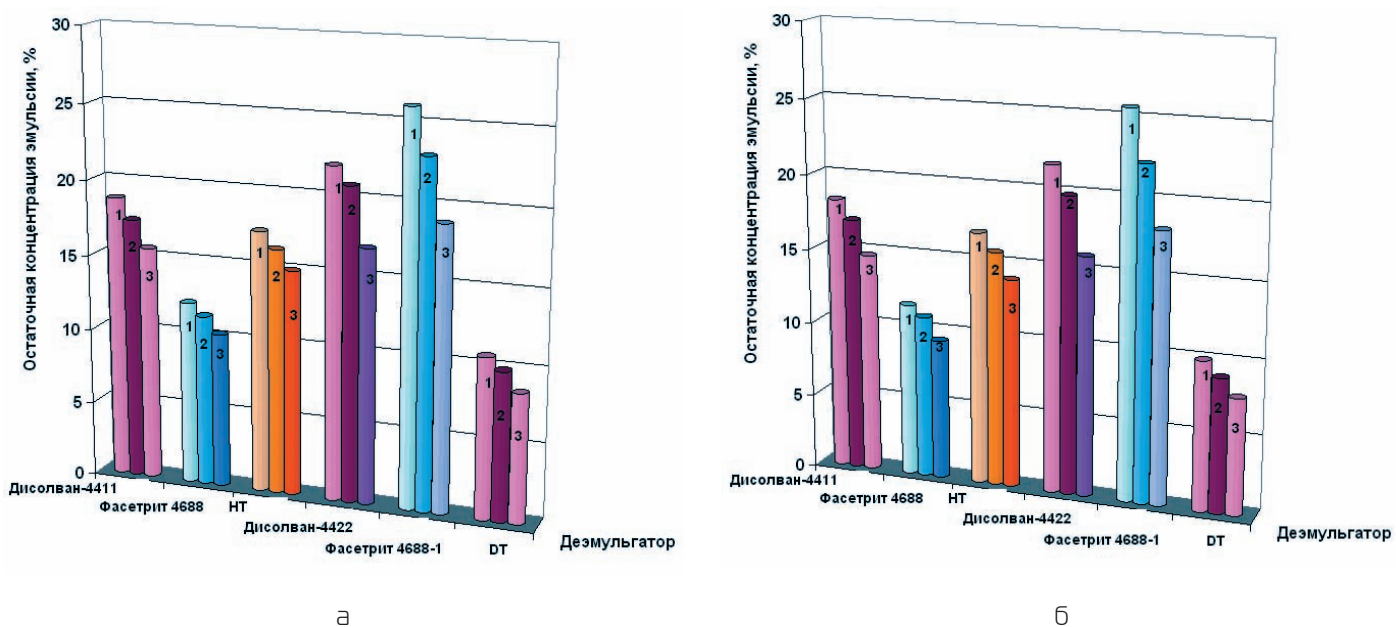


Рис. 3 Разделение эмульсии типа «конденсат-вода», с содержанием полимера ПАА 0,1% при введении деэмульгаторов в концентрации: 1 - 0,02%; 2 - 0,05%; 3 - 0,1% при температуре: а) 20 °С, б) 80 °С.

и парафинов в различной концентрации. Для получения стойкой эмульсии водную и углеводородную составляющие в соотношении 1:1 смешивали в стеклянной емкости с помощью механической мешалки со скоростью вращения лопастей 1200 об/мин на протяжении 30 минут. Концентрации ПАА изменяли от 0,02 до 0,1%.

Готовые эмульсии разливали в пробирки и определяли время эмульгирования растворов при температуре 20 °С, в зависимости от концентрации введенного ПАА (0,02-0,1%) в смеси и содержания парафина в конденсате (0,5-6%),

результаты исследований представлены в табл. 1.

Результаты исследования времени получения эмульсии типа «конденсат-вода», представленных в табл. 1, показывают, что время образования эмульсии существенно уменьшается с увеличением содержания парафина в конденсате и полимера в воде за счет совмещения сил природных и технических эмульгаторов.

Далее полученные эмульсии (приготовленные по выше приведенной методике) разливали в градуированные пробирки по 9 мл и вводили определенное

Таблица 1. Исследование времени эмульгирования эмульсий типа «конденсат-вода» при температуре 20 °С.

№ п/п	Содержание парафина в конденсате, %	Состав эмульсии	Время эмульгирования при температуре 20 °С, в зависимости от концентрации введенного ПАА в эмульсию, сек.		
			концентрация ПАА, %		
			0,02	0,05	0,1
1	0,5	В равных пропорциях: водные растворы поли- мера (ПАА) с 1% ПАВ и газовый конденсат 2-й ступени сепарации с 3% смола	440	380	324
2	1		395	344	283
3	2		353	307	245
4	3		341	266	205
5	4		302	229	166
6	5		260	194	124
7	6		205	151	90

количество деэмульгатора, взбалтывали эмульсии на протяжении 1 минуты и давали отстояться 30 минут. По окончании указанного времени замеряли количество выделившейся воды с точностью до 0,1 мл. Эффективность деэмульгаторов оценивали по отношению объема выделенной воды к общему ее содержанию в эмульсии и времени разрушения эмульсии в каждой пробе, результаты исследований приведены на рис. 1-3.

Приведенные результаты исследований (рис. 1-3) показывают, что ни один из деэмульгаторов в исследованных концентрациях даже при температуре 80 °С полностью не разделяет эмульсии такого типа. По эффективности исследованные деэмульгаторы можно расположить в следующей последовательности: разработанный деэмульгатор-деструктор ДТ, Фасетрит-4688, НТ и Дисолван-4422.

Авторами также проведены исследования по определению времени деэмульсации эмульсии типа «конденсат-вода» при фиксированном содержании парафина (3%) в конденсате и переменной концентрации полимера (ПАА - 0,02%; 0,05% и 0,1%) в воде.

Исследования проводились следующим образом: готовую эмульсию (согласно вышеуказанной методике) разливали в пробирки по 9 мл. Далее в одну серию пробирок вводили определенное количество одного деэмульгатора (например, Дисолван 2-х марок, Фасетрит или НТ) в концентрации 0,5%; в другую серию – к введенным деэмульгаторам добавляли разработанный комплексный реагент ДТ (в соотношении 1:1). Исследования проводились в двух температурных режимах 20 °С и 80 °С, выдерживая пробирки в термостате 1 час. Результаты исследования представлены в табл. 2.

В результатах исследований табл. 2, прослеживается следующая закономерность эффективности рассмотренных деэмульгаторов: ДТ > Фасетрит 4688 > НТ > Дисолван-4411 > Дисолван-4422 > Фасетрит 4688-1. Также установлено, что добавление деэмульгатора-деструктора ДТ к анализируемым деэмульгаторам способствует дополнительному сокращению времени разрушения эмульсий: при температуре 20 °С в 1,07-1,34 раза (в зависимости от концентрации внесенного полимера); при температуре 80 °С в 1,55-1,89 раза.

Приведенные результаты являются подтверждением эффективности разработанного комплексного реагента ДТ для уменьшения остаточной концентрации эмульсии в растворах благодаря деструкции полимерных структур в эмульсии типа «конденсат-вода» [2, 3].

Таким образом, из выше приведенного можно сделать следующие выводы:

- авторами раскрыт механизм разрушения эмульсий типа «конденсат-вода» и приведены основные фазы разрушения эмульсий данного типа;
- определено время влияния концентрации ПАА в воде на скорость образования эмульсии парафинсодержащего конденсата при температуре 20 °С;
- выполнен подбор рабочих концентраций известных деэмульгаторов и разработанного ДТ для максимального разделения эмульсий типа «конденсат-вода»;
- установлено, что время деэмульсации для парафинсодержащих эмульсий при введении деэмульгаторов в основном зависит от концентрации полимера в растворе и практически не зависит от температуры;
- определено время деэмульсации для водоконденсатных эмульсий при температурах 20 °С и 80 °С в зависимости от концентрации введенного ПАА в эмульсию;
- доказано, что добавление комплексного деэмульгатора-деструктора ДТ к известным маркам деэмульгаторов в эмульсии способствует дополнительному сокращению времени разрушения эмульсий уже при температуре 20 °С.
- установлено, что комплексный реагент ДТ является эффективным самостоятельным деэмульгатором-деструктором полимеров в эмульсионных системах и позволяет более качественно подготовить углеводороды, причем эффективность реагента по разрушению эмульсий стабилизированных полимерами на 9,7-15,6%, выше известных марок деэмульгаторов за счет деструкции полимерных структур;

Поскольку получены положительные результаты исследований по деэмульсации полимерсодержащих эмульсий типа «конденсат-вода» при применении комплексного деэмульгатора ДТ, то в будущем будет разработана технология разрушения стойких промышленных эмульсий с применением деэмульгатора ДТ при подготовке углеводородов.

Таблица 2. Исследование влияния добавок комплексного реагента ДТ на время разделения эмульсий типа «конденсат-вода».

№ п/п	Тип деэмульгатора (концентрация деэмульгатора 0,05%)	Время деэмульсации при температуре 20 °С, в зависимости от концентрации введенного ПАА в эмульсию, сек.			Время деэмульсации при температуре 80 °С, в зависимости от концентрации введенного ПАА в эмульсию, сек.		
		0,02	0,05	0,1	0,02	0,05	0,1
1	Дисолван-4411	386	394	405	310	328	336
2	Дисолван-4411 + ДТ	266	272	284	210	222	234
3	Фасетрит 4688	305	330	345	244	258	270
4	Фасетрит 4688 + ДТ	238	245	254	198	210	224
5	НТ	364	378	392	280	292	305
6	НТ + ДТ	254	268	274	205	220	230
7	Дисолван-4422	395	406	412	320	344	358
8	Дисолван-4422 + ДТ	275	288	294	216	238	242
9	Фасетрит 4688-1	400	412	422	334	350	364
10	Фасетрит 4688-1+ ДТ	282	290	300	220	250	256
11	Деэмульгатор ДТ	210	220	238	120	132	144

ЛИТЕРАТУРА

1. Ахметова В.М., Іванків О.О. «Дослідження процесів руйнування стійких емульсій типу «нафта-вода» із застосуванням деэмульгатора ДТ». Збірник наукових праць УкрДГР . №3/2011. – К. – с. 187-192.

2. Ivankiv O.O., Ahmetova V.M., Dyvoniak Ju.I.. New generation of reagents for proceeding in capacity-filtration descriptions of productive layers in the conditions of the second opening and major repair of mining holes. Polski Kongres Gorniczy 2010. Gornictwo otworowe. XXI Miedzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna Oil-Gas AGH 2010. 21 st International Conference Oil-Gas AGH 2010. Wiertnictwo Nafta Gaz. Kwartalik Tom 27, Zeszyt 1-2, Zakopane, 27-29 maja 2010, p. 173-182.

3. Ахметова В.М. Метод восстановления проницаемости ПЗП путем применения деструкторов для ликвидации полимерной блокады после загрязнения промысловыми жидкостями. Сборник научных трудов: материалы научно-технической конференции (20-23 сентября 2011 г.), часть I/ под ред. Н.Д. Цахая. – Ухта: УГТУ, 2011. – с. 78-81.

4. Клейтон В. «Эмульсии их теории и технические применения». – М.: 1950. – с. 680.

5. Лавров И.С. Практикум по коллоидной химии. – М.: Высшая школа, 1983. – с. 216.

6. Фролов Ю.Г. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. – М.: Химия, 1988. – с. 464.

О коллективных рисках опасности в действующих нормативных документах применительно к газотранспортным объектам

А.И. Быков - ведущий инженер
(ООО «Газпром трансгаз Ухта»)

Обязательность оценки опасности газотранспортных объектов (ГТО) рисками аварий и пожарными рисками следует из действующих нормативных документов, характеризующих эти объекты, как склонные к авариям (разрушениям) под воздействием избыточного (свыше 0,07 МПа) давления (ст.2, Прил. 1 [8]), так и к развитию пожаров и взрывов (ст.2, п.5 [2]) при высвобождении транспортируемого горючего газа из разрушенного газопровода. Эта обязательность распространяется и на коллективные риски оценки опасности газотранспортных объектов, подразделяя эти понятия на коллективный риск аварии и коллективный пожарный риск.

Понятие коллективного пожарного риска в действующих федеральных нормативах, регламентирующих требования пожарной безопасности к технологическим процессам повышенной опасности [1] и промышленным объектам [2], не формулируется вообще и не определяется количественно.

Существующие методики МЧС по расчету величин пожарных рисков на производственных объектах [4], в т.ч. применительно к магистральным трубопроводам [7], в зданиях, сооружениях и различных строениях [3] также не включают формулировки и понятия коллективного пожарного риска и не содержат методик его количественной оценки. При этом документ [3] не распространяется на объекты трубопроводного транспорта и, следовательно, на газотранспортные объекты в том числе.

Между тем, в действующем методическом указании по проведению анализа риска опасных производственных объектов РД 03-418-01 [5] сформулировано понятие коллективного риска аварии, которое представляет собой вероятность ожидаемого количества пораженных людей в результате возможных аварий за определенное время. В то же время документ [5] не регламентирует предельно-допустимых или приемлемых величин этого показателя, а также не содержит методики определения его количественного значения.

Количественная оценка коллективного риска аварии применительно к магистральному газопроводу (МГ) разработана в стандарте организации СТО «Газпром 2-2.3-351-2009» [6]. В этом документе физическое проявление аварии рассматривается как разрушение газопровода с возгоранием и без возгорания газа (п.п. 5.3.5). Такой подход формально

позволяет и показатель коллективного риска аварии определять с возгоранием или без возгорания газа.

При этом коллективный риск аварии в соответствии с методикой [6] определяется как ожидаемое количество пораженных в результате возможных аварий за определенное время и рассчитывается для территорий:

- компактного размещения людей на ограниченной площади S , км²;
- локального пребывания людей (места перехода, автомобильные проезды, пересечения с железной дорогой и т.д.);
- протяженного характера, L_n , км (например, вдоль оси МГ или поперек неё для многониточных конструкций).

Кроме того, коллективный риск аварии рассчитывается отдельно для групп (категорий) персонала и населения, выделяемых на основе сходства двух основных «рецепиентальных» параметров:

- доли времени $\bar{\tau}_{пр}$ пребывания реципиентов на определенной территории;
- характеристики средств защиты (укрытий), отображаемой коэффициентом уязвимости $v_{уяз}$.

Доля времени пребывания реципиентов в точке (x,y) территории является приведенной оценкой $\bar{\tau}_{пр}(x,y)$ и определяется как среднее значение для рассматриваемой группы (категории) персонала или населения по формуле:

$$\bar{\tau}_{пр}(x,y) = \tau_{прсб}(x,y) / 8760 \quad (1)$$

где $\tau_{прсб}(x,y)$ – среднее время пребывания выделенной группы или категории людей в точке (x,y) , ч.

Методика расчета коэффициента уязвимости $v_{уяз}$ в опубликованных источниках не найдена, а выбор численного значения этого коэффициента носит рекомендательный характер (п.5.9.8 [6]). Так, для жителей населенного пункта, находящихся вне помещений, рекомендуется принимать $v_{уяз}(x,y) = 1,0$; то же для работников сторонних организаций, попадающих в зону потенциального поражения, $v_{уяз}(x,y) = 0,2$; в местах массового скопления людей в закрытых помещениях и для пассажиров поездов $v_{уяз} = 0,5$; для водителей и пассажиров транспортных средств, а также пассажиров крупных судов ($N > 500$ чел) $v_{уяз} = 1,0$ и т.п.

Величину коллективного риска аварии для группы людей $R_{кол}^{(нас,перс)}$ рекомендуется рассчитывать отдельно для каждой

из выделенных категорий, внутри каждой из которых индивиды характеризуются сходными «рецепиентальными» параметрами. При этом расчет коллективного риска допускается проводить на основе:

1) суммирования средних индивидуальных рисков отдельных индивидов из выделенной группы людей;

2) территориального распределения потенциального риска в пределах территории размещения выделенной группы людей.

Для первого случая методика [6] не устанавливает правила суммирования (Σ) значений средних индивидуальных

рисков $R_{и}^{(cp)}$ (год⁻¹) для вычисления показателя коллективного риска аварии $R_{и}^{(\Sigma)}$ (чел/год) и не приводит формулы для расчета. При этом значения средних индивидуальных рисков $R_{и}^{(cp)}$ рекомендуется определять из выражений, год⁻¹:

- для объектов с установленными границами территории (промплощадка, цех, квартал населенного пункта, здание и т.п.):

$$R_{и(об)}^{(cp)} = \frac{\sum_{n=1}^N R_{и}(x_n, y_n)}{N}, \quad (2)$$

где $R_{и}(x_n, y_n)$ - индивидуальный риск в n-ой точке в пределах границ рассматриваемого объекта (территории); N - суммарное число расчетных точек в пределах объекта, в которых рассчитывается точечный индивидуальный риск.

- при пересечении магистрального газопровода «профессиональными» (более 10 раз в сутки) и «непрофессиональными» (2 раза в сутки) группами людей

$$R_{и(пер)}^{(cp)(п,н)} = 0,25 (R_{пот}^{Kp1} + 2R_{пот}^{MГ} + R_{пот}^{Kp2}) \cdot H_{ро} \cdot n_{пер} \cdot n_{сут} \cdot v_{уяз} \cdot 8760^{-1} v_{тр}^{-1}, \quad (3)$$

где $R_{пот}^{Kp1}$, $R_{пот}^{Kp2}$ - значение потенциального риска аварии в точках пересечения оси дороги с внешней границей расчетной области по одну и другую стороны от коридора МГ

соответственно, год⁻¹; $R_{пот}^{MГ}$ - то же в точке пересечения оси дороги с продольной осью симметрии коридора МГ, год⁻¹; $H_{ро}$ - поперечный размер расчетной области, км; ($H_{ро} = 2H_{кр} + H_{кор}$, здесь $H_{кр}$ - расстояние от крайней нитки технического коридора МГ до внешней границы расчетной области, км; $H_{кор}$ - ширина коридора МГ, км); $v_{тр}$ - средняя скорость транспортного средства, км/ч; $n_{пер}$ - среднее число пересечений коридора МГ в сутки; $n_{сут}$ - количество суток регулярного пересечения МГ в год; $уяз$ - коэффициент уязвимости.

Для второго случая - на основе территориального распределения потенциального риска аварии $R_{пот}(x, y)$ - расчет коллективного риска $R_{кол}$ применительно к выделенной группе людей (персонала или населения), размещенных на ограниченной территории площадью S (км²), рекомендуется выполнять по формулам, чел/год:

$$R_{кол(S)}^{(л)(н)} = \bar{\tau}_{пр}^{(л)(н)} \cdot v_{уяз} \cdot \int_S R_{пот}(x, y) \cdot \mu^{(л)(н)}(x, y) ds, \quad (4)$$

где $\mu^{(л)(н)}(x, y)$ - плотность размещения людей в точках с координатами (x, y) на территории S в дневное или ночное время, чел/км²;

- в местах перехода МГ через автодорогу (число пассажиров в транспортном средстве - 3 чел; $v_{уяз} = 1$)

$$R_{кол}^{авт} = 0,75 (R_{пот}^{Kp1} + 2R_{пот}^{MГ} + R_{пот}^{Kp2}) \cdot \frac{\omega_{тр} \cdot H_{р.о.} \cdot v_{уяз}}{v_{тр}}, \quad (5)$$

где $\omega_{тр}$ - средняя интенсивность движения автотранспорта, шт/ч; $H_{р.о.}$ - поперечный размер расчетной отрасли, км; $v_{тр}$ - средняя скорость транспортных средств, км/ч.

- для пассажиров в местах пересечения МГ с железной дорогой

$$R_{кол}^{жд} = 0,25 (R_{пот}^{Kp1} + 2R_{пот}^{MГ} + 2R_{пот}^{Kp2}) \cdot \omega_{тр} \cdot N_{1ваг} \cdot n_{ваг} \cdot H_{р.о.} \cdot v_{уяз} \cdot v_{тр}^{-1}, \quad (6)$$

где $\omega_{тр}$ - средняя интенсивность движения поездов, шт/ч; $n_{ваг}$ - среднее количество вагонов в одном среднестатистическом поезде ($n_{ваг} = 15$ шт); $N_{1ваг}$ - число статистических поездов, шт; $v_{уяз} = 0,5$; $v_{тр} = 80$ км/ч.

- для персонала, находящегося на участке трассы МГ протяженностью L_n (при $v_{уяз} = 1$)

$$R_{кол}^{перс} = R_{пот}^{MГ} \cdot \mu(x) \cdot L_n \cdot \bar{\tau}_{пр} \cdot v_{уяз} \quad (7)$$

где $R_{пот}^{MГ}$, $\mu(x)$ - средние значения показателей в пределах рассматриваемого участка.

Общий коллективный риск аварии на n-ом потенциальноопасном участке ПОУ по всем точкам размещения и передвижения людей в пределах расчетной области для данного ПОУ:

$$R_{кол}^{поу} = \sum_{h=1}^H (R_{кол}^д + R_{кол}^н) + \sum_{k=1}^K R_{кол}^{авт} + \sum_{q=1}^Q R_{кол}^{жд} + R_{кол}^{перс}, \quad (8)$$

где $R_{кол}^д$, $R_{кол}^н$ - коллективные риски для дневного и ночного времени на n-ой территории ПОУ; H - общее число площадок ($h = 1, 2 \dots H$); $R_{кол}^{авт}$, $R_{кол}^{жд}$ - коллективные риски на автомо-

бильном или железнодорожном переходах; K, Q - общее количество переходов через авто- и железные дороги в расчетной области соответственно ($k = 1, 2 \dots K$; $q = 1, 2 \dots Q$);

$R_{кол}^{перс}$ - коллективный риск для обслуживающего персонала на n-ом ПОУ.

Общий коллективный риск аварий $R_{кол}^{MГ}$ по МГ (коридору МГ) составляет:

$$R_{кол}^{MГ} = \sum_{n=1}^N R_{кол}^{поу}, \quad (9)$$

где N - общее количество ПОУ, выделенных в составе МГ (коридора МГ); n - порядковый номер ПОУ ($n = 1, 2 \dots N$).

Аналогично определяются общие коллективные риски аварий по линейно-производственному управлению (ЛПУ)

$$R_{кол}^{лпу} = \sum_{b=1}^B R_{кол}^{MГ}, \quad (10)$$

или по рассматриваемому газотранспортному дочернему обществу (ГТО):

$$R_{кол}^{гто} = \sum_{s=1}^S R_{кол}^{лпу}, \quad (11)$$

где B и S - общее количество МГ, выделенных в составе ЛПУ и ГТО соответственно; (b и s - порядковые номера

выделенных объектов: $v = 1, 2 \dots B$; $s = 1, 2 \dots S$).

Как видно, структура расчета коллективного риска аварии в соответствии с СТО «Газпром 2 - 2.3-351-2009» [6] построена на предварительном определении *потенциального территориального риска аварии*, который вычисляется (п.п. 5.12.3) из выражения, год⁻¹:

$$R_{\text{пот}} = f_{\Delta L} \cdot \sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J P_{\text{гиб}}^{ijm} \cdot P(C_{ij} / A), \quad (12)$$

здесь: $f_{\Delta L}$ - ожидаемая частота аварий (аварий/год) на участке длиной ΔL , корректируемая с помощью системы коэффициентов и/или балльных оценок МЭОЧАГаза*, учитывающих 45 факторов влияния на изменение показателя удельной частоты аварий [аварий/(тыс. км · год)] на n -ом ПОУ; M, I, J - число элементарных участков, групп сценариев, число сценариев в группе; $P_{\text{гиб}}^{ijm}$ - условная вероятность гибели человека; $P(C_{ij} / A)$ - условная вероятность реализации сценария при аварии A .

Как видно из выражения (12), при рассмотрении вероятности развития аварии $P(C_{ij} / A)$ по сценариям C_1 («пожар колонного типа») и C_2 («струевые пламена») возникает оценка коллективного риска аварии с *возгоранием газа*, а по сценариям C_3 («рассеивание низкоскоростного шлейфа газа») и C_4 («рассеивание двух струй газа») оценивают коллективный риск аварии *без возгорания газа*. Поскольку эти риски различны по структуре, а также отличаются качественно (по тяжести воздействия) и количественно (вероятность аварии МГ всегда больше вероятности возникновения пожара при этом), то при объективной оценке уровня опасности газотранспортных объектов необходимо определять как *коллективный риск аварии*, так и *коллективный пожарный риск*, который в документе [6] явно не сформулирован.

Порядок расчета *пожарных рисков магистральных трубопроводов* (МТ) любого назначения, в том числе и газотранспортных объектов, устанавливает методика МЧС РФ [7]. В соответствии с этой методикой пожарные риски МТ оцениваются через промежуточный показатель *потенциального пожарного риска* $P(r)$, вычисляемого по формуле, год⁻¹:

$$P(r) = \sum_{j=1}^{J_0} \sum_{k=1}^{K_0} \lambda_i(m) Q_{ik} \int_{x_{ijk}}^{x_{2jk}} Q_{\text{пор}jk}(x, r) dx, \quad (13)$$

где $\lambda_i(m)$ - удельная частота разгерметизации, год⁻¹ · м⁻¹, корректируемая системой поправочных коэффициентов ($k_{\text{ТС}}, k_{\text{ЗТ}} \dots k_{\text{пер}}$ - 10 факторов влияния) для любых магистральных трубопроводов в зависимости от причин ($f_{ij} = i_1, i_2 \dots i_6$) и типа разгерметизации ($j = 1, 2, 3$); K_0 - число сценариев; J_0 - число типов разгерметизации; Q_{ik} - условная вероятность реализации k -го сценария; $Q_{\text{пор}jk}(x, r)$ - условная вероятность поражения человека в точке x на расстоянии r от оси трубопровода.

Однако применение формулы (13) регламентировано методикой [7] только для расчетов *индивидуального и социального рисков*. Порядок расчета *коллективного пожарного риска* эта методика не устанавливает.

Таким образом, методика оценки *коллективного пожарного риска* применительно к *газотранспортным объектам* до настоящего времени остается не разработанной.

Это означает, что необходим поиск адаптационных решений, позволяющих перейти к универсальной методике оценки *коллективного пожарного риска* применительно к газотранспортным объектам.

Для удобства анализа нормативные рекомендации по количественной оценке коллективных рисков применительно к газотранспортным объектам России приведены в таблице.

Выводы

1) Обязательность оценки опасности газотранспортных объектов коллективными рисками аварий и коллективными пожарными рисками следует из действующих нормативных документов, характеризующих эти объекты как склонные к авариям (разрушениям) [8] и к развитию пожаров и взрывов [2].

2) Федеральные нормативные документы, регулирующие требования пожарной безопасности к технологическим процессам [1] и производственным объектам [2], а также расчетные методики МЧС [3, 4, 7], понятия коллективного пожарного риска не содержат.

3) Понятие коллективного риска аварии терминологически сформулировано и введено в оборот действующим нормативным документом РД 03-418-01 [5] (Постановление Госгортехнадзора РФ №30 от 10.07.2001 г.) и характеризует ожидаемое количество пораженных в результате возможной аварии за определенное время, но документ не содержит методик расчета количественных показателей коллективного риска аварии.

4) Порядок расчета пожарных рисков магистральных трубопроводов, в том числе и газотранспортных объектов, устанавливается методикой МЧС РФ (Приказ №649 от 14.12.2010 г.) [7], но только для расчетов индивидуального и социального пожарных рисков. Метод расчета коллективного пожарного риска этот документ не рассматривает и не устанавливает.

5) Применительно к газотранспортным объектам методика расчета коллективного риска аварии разработана в корпоративном документе СТО Газпром 2 - 2.3-351-2009 [6]. При рассмотрении вероятностей развития аварии по различным сценариям оценивается коллективный риск аварии с возгоранием газа, или коллективный риск аварии без возгорания газа. Понятия коллективного пожарного риска применительно к газотранспортным объектам в документе [6] не сформулировано.

6) Таким образом, методика оценки коллективного пожарного риска газотранспортных объектов в настоящее время отсутствует, но потребность в ее разработке определяется действующими нормативными документами.

* МЭОЧАГаза - Методика экспертной оценки частоты аварий на газопроводах.

Нормативные рекомендации по количественной оценке коллективного риска применительно к газотранспортной системе России.

№№ п/п	Наименование документа	Виды рисков	
		Для населения	Для персонала
1.	РД 03-418-01 (п.2.8) [5]	Коллективный риск аварии	
2.	СТО Газпром 2-2.3-351-2009 (п.2.8) [6]	А. Коллективный риск аварии, $R_{\text{кол}}$, чел/год 1). На основе суммирования (Σ) значений средних индивидуальных рисков: $R_{\text{кол}}^{(\Sigma)}$ - не приводится Значения средних индивидуальных рисков $R_{\text{кол}}^{(\text{ср})}$ рассчитываются по формулам: - для объектов с установленными границами территории $R_{\text{и(об)}}^{(\text{ср})} = \frac{\sum_{n=1}^N R_{\text{и}}(x_n, y_n)}{N}, \quad (\text{ф. 2})$ $R_{\text{и}}(x_n, y_n)$ - индивидуальный риск в n-ой точке территории; N - суммарное число расчетных точек. - при пересечении МГ «профессиональными» (п) и «непрофессиональными» (н) группами людей: $R_{\text{и(пер)}}^{(\text{ср})(\text{п,н})} = 0,25 (R_{\text{пот}}^{\text{кр1}} + 2R_{\text{пот}}^{\text{МГ}} + R_{\text{пот}}^{\text{кр2}}) \cdot H_{\text{ро}} \cdot n_{\text{пер}} \cdot n_{\text{сут}} \cdot v_{\text{уяз}} \cdot 8760^{-1} v_{\text{тр}}^{-1}, \quad (\text{ф. 3})$ 2). На основе территориального распределения потенциальных рисков, чел/год: а) при размещении на компактной территории S в дневное (д) и ночное (н) время $R_{\text{кол(S)}}^{(\text{д)(н})} = \bar{\tau}_{\text{пр}}^{(\text{д)(н})} \cdot v_{\text{уяз}} \cdot \int_S R_{\text{пот}}(x, y) \cdot \mu^{(\text{д)(н})}(x, y) ds, \quad (\text{ф. 4})$ $\bar{\tau}_{\text{пр}}(x, y) = \tau_{\text{проб}}(x, y) / 8760 \quad (\text{ф. 1})$ б) для условий перехода через автодорогу $R_{\text{кол}}^{\text{авт}} = 0,75 (R_{\text{пот}}^{\text{кр1}} + 2R_{\text{пот}}^{\text{МГ}} + R_{\text{пот}}^{\text{кр2}}) \cdot \frac{\omega_{\text{тр}} H_{\text{р.о.}} \cdot v_{\text{уяз}}}{v_{\text{тр}}}, \quad (\text{ф. 5})$ в) для условий пересечения МГ с железной дорогой $R_{\text{кол}}^{\text{жд}} = 0,25 (R_{\text{пот}}^{\text{кр1}} + 2R_{\text{пот}}^{\text{МГ}} + 2R_{\text{пот}}^{\text{кр2}}) \cdot \omega_{\text{тр}} \cdot N_{\text{тваг}} \cdot n_{\text{ваг}} \cdot H_{\text{р.о.}} \cdot v_{\text{уяз}} \cdot v_{\text{тр}}^{-1}, \quad (\text{ф. 6})$ г) для персонала, находящегося на участке МГ протяженностью L_n $R_{\text{кол}}^{\text{перс}} = R_{\text{пот}}^{\text{МГ}} \cdot \mu(x) \cdot L_n \cdot \bar{\tau}_{\text{пр}} \cdot v_{\text{уяз}} \quad (\text{ф. 7})$ 3). Общий коллективный риск а) на n-ом ПОУ $R_{\text{кол}}^{\text{поу}} = \sum_{h=1}^H (R_{\text{кол}}^{\text{д}} + R_{\text{кол}}^{\text{н}}) + \sum_{k=1}^K R_{\text{кол}}^{\text{авт}} + \sum_{q=1}^Q R_{\text{кол}}^{\text{жд}} + R_{\text{кол}}^{\text{перс}}, \quad (\text{ф. 8})$ б) для коридора МГ в) для ЛПУ г) по ГТО $R_{\text{кол}}^{\text{МГ}} = \sum_{n=1}^N R_{\text{кол}}^{\text{поу}}, \quad (\text{ф. 9}) \quad R_{\text{кол}}^{\text{лпу}} = \sum_{b=1}^B R_{\text{кол}}^{\text{МГ}}, \quad (\text{ф. 10}) \quad R_{\text{кол}}^{\text{гто}} = \sum_{s=1}^S R_{\text{кол}}^{\text{лпу}}, \quad (\text{ф. 11})$	

Нормативные рекомендации по количественной оценке коллективного риска применительно к газотранспортной системе России (окончание).

№№ п/п	Наименование документа	Виды рисков	
		Для населения	Для персонала
	Методика МЧС Р (Приказ № 649 от 14.12.2010 г.) [7]	<u>Б. Потенциальный риск аварии, $R_{\text{пот}}$, год⁻¹</u> $R_{\text{пот}} = f_{\Delta L} \cdot \sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J P_{\text{гиб}}^{ijm} \cdot P(C_{ij} / A), \quad (\text{ф. 12})$ $f_{\Delta L}$ - ожидаемая частота аварии на участке длиной ΔL, аварий/год; M, I, J - число элементарных участков, групп сценариев, число сценариев в группе. <u>В. Потенциальный пожарный риск, $P(r)$, год⁻¹</u> $P(r) = \sum_{j=1}^{J_0} \sum_{k=1}^{K_0} \lambda_i(m) Q_{ik} \int_{x_{ijk}}^{x_{2jk}} Q_{\text{порjk}}(x, r) dx, \quad (\text{ф. 13})$ $\lambda_i(m)$ - удельная частота j-го типа разгерметизации на участке m, год⁻¹ · м⁻¹; J_0 - число типов разгерметизации; K_0 - число сценариев; $Q_{ik}, Q_{\text{порjk}}$ - условные вероятности реализации k-го сценария и поражения человека в точке (x, r)	

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 12.3.047-98. Пожарная безопасность технологических процессов. – М.: Госстандарт РФ 1998. – 59 с.
2. Технический регламент о требованиях пожарной опасности // ФЗ №123 от 22.07.2008. – С.Пб: 2009. – 172 с.
3. Приказ МЧС РФ №382 от 30.06.2009: Методика определения расчетных величин пожарного риска в зданиях, сооружениях и строениях различных классов функциональной пожарной опасности / НТЖ «Пожарная безопасность». – М.: ООО «Пожнаука», 2009. – №3. – с. 8-34.
4. Приказ МЧС РФ №404 от 10.07.2009: Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах / НТЖ «Пожарная безопасность». – М.: ООО «Пожнаука», 2009. – № 3. – с. 36-63.
5. РД 03-418-01. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов. – М.: Госгортехнадзор РФ, 2001. – 25 с.
6. СТО Газпром 2-2.3-351 – 2009. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». – М.: ОАО «Газпром», 2009. – 377 с.
7. Приказ МЧС РФ №649 от 14.12.2010: Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах / Приложение к Приказу МЧС России № 404 от 10.07.2009. – Система Консультант Плюс: – 6 с.
8. О промышленной безопасности опасных производственных объектов // ФЗ №116 от 21.07.1997. – Система Консультант Плюс: Версия Проф. – 11 с.

Научно-техническая деятельность как фактор конкурентоспособности вуза

Е.С.Кушель – доктор техн. наук, профессор, первый проректор
(МГРИ-РГГРУ)

Значимость научно-технической деятельности (НТД) вуза в повышении его общей эффективности и конкурентоспособности исключительно велика и наиболее ярко проявляется в двух аспектах. Во-первых, вузовская НТД является (потенциально) ключевым фактором, влияющим на качество образовательного процесса, т.е. на реализацию главной миссии учреждения высшей школы [1, 2].

При этом лучшим вариантом является тот, при котором профильная для вуза научно-техническая продукция создается собственными силами, т.е. за счет творческих и компетентных усилий штатного персонала, использующего соответствующую лабораторно-экспериментальную базу учреждения. Кроме того, вполне приемлем вариант приобретения вузом прав на использование результатов НИОКР, выполненных сторонними научно-техническими организациями. Критерием успешности вузовской НТД (в более широком смысле - результативности вузовского менеджмента в аспекте НТД) может быть следующий: используемый в образовательном процессе материал должен быть основан на результатах новейших профильных для специализации учреждения и конкурентоспособных НИОКР, на приобретении устойчивых навыков практической работы с самым современным (конкурентоспособным в обозримой перспективе) оборудованием. Соответствующие важные показатели: доля учебных занятий, реализующих данный критерий; то же, основанных на использовании результатов конкурентоспособных НИОКРП, выполненных собственными силами.

Во-вторых, вузовская НТД представляет собой (независимо от степени ее применимости к профилю учреждения и использования в учебном процессе) такое направление работы учреждения, которое имеет вполне самостоятельную интеллектуальную и рыночную ценность, способно создать задел для открытия в будущем новых учебных специализаций, а также служить источником наращивания финансовых поступлений. В данном случае менеджмент вуза обязан четко представлять требования соответствующего (отраслевого, регионального, национального, глобального) конкурентного рынка научно-технической продукции, ориентировать персонал на достижение целей конкурентоспособности собственных НИОКР и их коммерческую реализацию. Главный критерий успеха - наращивание объемов выполненных и востребованных рынком НИОКР; последние могут иметь ту или иную степень научной новизны, однако в любом случае должны обладать признаками рыночной конкурентоспособности и коммерческой реализуемости. Показатели данной успеш-

ности: доля персонала, имеющего авторские свидетельства на изобретения и патенты, а также другие свидетельства о праве на интеллектуальную собственность; доля доходов, получаемых вузом за счет реализации научно-технической продукции; доля персонала, участвующего в НИОКР по заказам отраслевых предприятий и т.д.

Естественно, что усилия образовательного менеджмента вуза целесообразно сосредотачивать в каждом из рассмотренных направлений; хотя понятно, что во многих случаях результаты НИОКР могут иметь «двойное» назначение (и для повышения качества учебно-воспитательного процесса, и для рыночного использования в экономике). Алгоритм управленческих действий по направлению «повышение научно-технического уровня образовательного процесса» может иметь следующий вид:

а) экспертиза соответствия читаемых кафедрами учебных курсов, а также используемых учебно-методических материалов современному научно-техническому уровню соответствующих проблем (проводится собственными силами или с привлечением сторонних высококвалифицированных экспертов);

б) присвоение каждой учебной дисциплине (по совокупности данных о качестве лекций и учебно-методических материалов – рейтинговых оценок научно-технического уровня преподавания (превышает сложившийся научно-технический уровень; соответствует данному уровню; не соответствует);

в) постановка задач повышения (или поддержания на достигнутом уровне) научно-технического уровня преподавания в разрезе каждой учебной дисциплины специализации вуза (с учетом присвоенных рейтингов и содержательного экспертного анализа);

г) формулирование кафедрами и научно-техническими подразделениями вуза:

- проектов тем НИР, выполняемых собственными силами и направленных на обеспечение научно-технической адекватности каждого из направлений учебной специализации;

- предложений по приобретению (необходимых для решения поставленных задач) научно-технической, проектно-конструкторской документации, специальной литературы, оргтехники, лабораторного оборудования;

- предложений по привлечению к преподаванию работников (из сторонних организаций) - носителей ключевых компетенций по проблематике учебных курсов (работчиков соответствующих направлений НИОКР, ведущих специалистов-практиков);

д) экспертиза предложений, разработанных кафедрами (научно-исследовательскими лабораториями) вуза на уровне ректората, экспертного и (или) Учебного совета, формирование среднесрочных и годовых планов мероприятий по обеспечению конкурентоспособного научно-технического уровня учебных дисциплин.

Естественно, что в случае, когда во главе кафедр находятся ученые - признанные авторитеты по соответствующим направлениям науки, то задачи топ-менеджмента вуза в плане экспертизы научно-технического уровня преподавания существенно упрощаются. Лидирующие по исследовательским параметрам руководители кафедр создают собственные научные школы, являющиеся конкурентоспособной основой для преподавания специальных дисциплин в оригинальном (авторском) исполнении. В данном случае создаются такие научно-педагогические новшества, которые весьма трудно поддаются копированию (имитации) сторонними структурами и обеспечивают долговременные конкурентные преимущества конкретному вузу.

Однако подобная благоприятная ситуация складывается далеко не во всех учреждениях высшей школы; формирование научных школ - весьма длительный процесс, требующий не только усилий руководства вуза, но и соответствующих институциональных условий, которые для формирующегося отечественного рынка образовательных услуг еще явно не сложились. Преподавательский состав многих вузов крайне мало имел дело с реальной исследовательской практикой, тем более что опытно-экспериментальная база учреждений высшей школы зачастую не позволяет проводить современные НИОКР.

В то же время, обеспечивая хотя бы относительно минимальный уровень конкурентоспособности учебного процесса, топ-менеджмент вуза обязан добиваться того, чтобы преподавательский состав вуза имел систематизированное представление о последних научно-технических достижениях в своей области, был способен донести (в ясном, адаптированном для понимания аудитории) их до сведения студентов. Очевидно, что планы мероприятий по рассмотренному (первому) направлению модернизации вузовской НТД лишь с известной долей условности можно отнести к планам НИОКР; главным образом эти мероприятия (работы) будут касаться систематизации мировых, национальных или отраслевых новшеств, оценке соответствующих перспектив, адаптации к учебному процессу.

Как отмечалось выше, цели вузовской НТД могут (и в принципиальном плане, должны) выходить за рамки собственно учебного процесса, далеко «опережать» содержание последнего, реализовывать инновационные приоритеты государства и бизнеса. Концентрация научно-технического потенциала в университетах - одна из важных объявленных задач модернизации государственной образовательной и инновационной политики; ее принципиальная целесообразность и реализуемость подтверждается зарубежной практикой высшей школы. Создание «наукоемкого» вуза, способного занимать устойчивые конкурентные позиции на рынке научно-технических услуг, обладающего солидной интеллектуальной собственностью (ИС, в виде авторских свидетельств на изобретения, патентов, лицензий, приобретенных прав) имеющей коммерческую ценность, безусловно, должно быть в центре внимания образовательного менеджмента. Организационный алгоритм действий последнего в рамках направления «наращивание объемов конкурентоспособных НИОКР в интересах внешних заказчиков» может иметь следующий вид:

а) анализ сложившихся направлений и результатов выполненных вузом НИОКР за предшествующий период (3-5 лет), инвентаризация наличия и состояния научно-технического потенциала кафедр и лабораторий (кадры исследователей; материально-техническая база для проведения НИОКР; состав и объем имеющейся ИС; финансовые поступления от реализации НИОКР);

б) формализация основных направлений НИОКР вуза в увязке с объемными и качественными параметрами соответствующего научно-технического потенциала, а также характеристиками технико-технологических (конструкторских) параметров созданных (освоенных в производстве) изделий;

в) определение совокупности НИИ, КБ, вузов, являющихся конкурентами данному учреждению по перечню разрабатываемых последним направлений НИОКР;

г) уточнение состава основных показателей конкурентоспособности каждого из направлений НИОКР с учетом их отраслевой специфики, а также информационной базы для расчета данных показателей;

д) проведение сопоставительного (сопоставительного) анализа НТД данного вуза и конкурентов, выявление конкурентных преимуществ и слабостей каждого из разрабатываемых направлений НИОКР;

е) разработка (кафедрами, научно-исследовательскими лабораториями) предложений по усилению (сохранению) конкурентных преимуществ ведущейся НТД и (или) минимизации ее слабостей (неконкурентоспособности) в аспектах наращивания собственного научно-технического потенциала и (или) привлечения сторонних контрагентов;

ж) экспертиза качества полученных предложений и формирование общевузовского среднесрочного плана мероприятий по повышению конкурентоспособности НТД в таких разрезах, как: усиление собственного научно-технического потенциала; защита, учет, коммерческая реализация накопленной ИС; активизация взаимодействия с потребителями вузовских НТД; привлечение к научно-техническому сотрудничеству сторонних организаций; мониторинг состояния рынка научно-технических услуг (в части тех сегментов, которые соответствуют направлениям НТД вуза).

Именно в рамках второго (наиболее трудоемкого и креативного) направления вузовской НТД важно реализовывать те общие рекомендации по развитию творческого потенциала работников, которые выработаны мировой практикой. Поскольку во главе научных направлений (впоследствии - научных школ) вуза должны стоять действительно способные (лучше - талантливые) сотрудники, постольку к их организации и стимулированию труда нужен особый подход со стороны руководства учреждения. Естественно, что «генераторы» действительно ценных идей, обеспечивающих высокую научную репутацию вуза и получение монопольно высокой от инноваций должны иметь сравнительно высокую заработную плату (позволяющую им не стремиться к дополнительным приработкам) и относительно небольшую учебно-педагогическую нагрузку. Крайне важно, чтобы отношения между кафедрами-исполнителями НИОКР и аппаратом управления в отношении распределения финансовых поступлений от НИОКР были бы максимально прозрачными и четко регламентированными в соответствующих документах; естественно, что надо специально поощрять тех конкретных лиц, благодаря усилиям которых вузу удалось получить заказ на проведение НИОКР. Наконец, весьма важно (учитывая явный дефицит молодых вузовских исследователей) неформально подходить к организации студенческих научных обществ, перспективных с точки зрения пополнения учреждения кадровым научно-техническим потенциалом.

ЛИТЕРАТУРА

1. А. Китайгородский. Плодотворно? Выгодно! (Заметки об организации науки за рубежом) / Ускорение. - М.: Правда, 1985. - С. 184-194.

2. Кушель Е.С. Об основных принципах стратегического планирования конкурентоспособности образовательных организаций (высшей школы) // Менеджмент и бизнес-администрирование. - 2012. - № 1. - С. 41-56.

Аннотации статей

УДК 622.276.5.001.5

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПРОДУКТИВНОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЕРХНЕГО ПРИКАМЬЯ (С. 5)

Владимир Валерьевич Поплыгин

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

614000, Пермь, Комсомольский проспект, д. 29, ауд. 416
Тел.: 8-3422198238

В статье приведена геолого-физическая характеристика терригенных объектов Верхнего Прикамья. Рассмотрены результаты эксплуатации добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений. Показано, что степень снижения коэффициентов продуктивности добывающих скважин, при снижении пластовых и забойных давлений до давления насыщения нефти газом возрастает с увеличением проницаемости коллектора. Отмечено, что при снижении забойных давлений до давления насыщения нефти газом коэффициенты продуктивности добывающих скважин уменьшаются на 50...60% от первоначальной величины. Выполнена оценка степени влияния на величину изменения фактических коэффициентов продуктивности скважин дегазирования пластовой нефти и изменения проницаемости коллектора за счет его деформации в отдельности в области забойных давлений ниже давления насыщения.

Ключевые слова: залежь нефти; коэффициент продуктивности; забойное давление; пластовое давление; деформации.

УДК 622.276.53.054.5:658.011.4

К ВОПРОСУ О ДВИЖЕНИИ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В СИСТЕМЕ ПЛАСТ-СКВАЖИНА ПРИ ФОНТАНИРОВАНИИ ПРОДУКТИВНОГО ОБЪЕКТА (С. 8)

Владимир Иванович Иванников

ЗАО «Радикал 21»

107014 Москва, ул. Гастелло, 41, стр. 1
Тел. (499)-268-33-50

Рассмотрены вопросы рационального использования пластовой энергии сжатого газа. Предложено для изменения процесса подъема жидкости по колонне труб использовать гирляндную систему преобразователей потока (ГСПП).

Ключевые слова: газожидкостная смесь; пластовая энергия; скважина; лифтовая колонна; гирляндная система преобразователей потока (ГСПП).

УДК 553.98

ПУЛЬСАЦИОННЫЙ ХАРАКТЕР РАБОТКИ УРНЕНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (С. 10)

¹Евгений Алексеевич Гладков

²Андрей Гарьевич Плавник

¹Леонид Яковлевич Ерофеев

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет

634050, г. Томск, пр-кт Ленина, 30, ТПУ

E-mail: gladkov1974@mail.ru

²Учреждение Российской академии наук Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН Западно-Сибирский филиал

625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 56, оф. 226

E-mail: plavnik@ikz.ru

На основании проведенного анализа за разработки Урненского месторождения выявлены особенности флюидодинамического режима работы залежи, обусловленного пульсационным характером подпитки углеводородами из более глубоких горизонтов. Установлено, что Пульсационный характер работы залежей Урненского месторождения, обусловлен воздействием «глубинных факторов», связанных с подтоком углеводородов из других горизонтов.

Ключевые слова: Урненское месторождение; пульсационный характер; вертикальное сейсмопрофилирование; коллекторские свойства; нефтегазоносность.

УДК 622.276.72

ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ОТЛОЖЕНИЯ СУЛЬФАТА БАРИЯ В СКВАЖИННОМ ОБОРУДОВАНИИ С УЧАСТИЕМ АКТИВНЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ НЕФТИ (С. 13)

Лилия Альбертовна Шангараева
Александр Витальевич Петухов

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, д. 2

Тел.: 8-931-290-6159

E-mail: l.shangaraeva@mail.ru

Формирование солеотложений сульфата бария в нефтяных скважинах, в которых используется пересыщенная вода, часто является серьезной причиной увеличению числа аварий

и простоев скважин, значительному сокращению межремонтного периода их работы. В статье представлены результаты исследования самопроизвольного осаждения в водных растворах, содержащих относительно высокие концентрации ионов бария и сульфата. Процесс осаждения может протекать по двум наиболее распространенным сценариям: с выраженным индукционным периодом и без выраженного периода индукции. В результате изучения механизма образования отложений солей с участием поверхностно-активных компонентов нефти в лабораторных условиях установлено их участие в формировании и росте кристаллов также влияние на кинетику кристаллизации солей.

Ключевые слова: солеотложения; сульфат бария; осаждение; пересыщение; индукционный период; поверхностно-активные компоненты нефти.

УДК 622.276

КАРТИРОВАНИЕ, РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, НАХОДЯЩИХСЯ В ЗОНАХ СУБВЕРТИКАЛЬНОЙ ДЕСТРУКЦИИ (с. 15)

**Владимир Алексеевич Дегтярев
Максим Александрович Зайков**

ТюмГНГУ, ИГиН, кафедра РЭНГМ

625000, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38
E-mail: vadegtyarev@bk.ru

Разработка мозаичных (фрактальных) месторождений должна проводиться с учетом величины восстанавливаемых глубинных углеводородных потоков. Если скорость отбора при разработке будет превышать скорость поступления восстанавливаемых ресурсов, то давление внутри водоносных горизонтов приведет к обводнению эксплуатационных скважин. Необходимым условием, обеспечивающим успешную разработку месторождений при минимальном обводнении эксплуатационных скважин, является соблюдение режимов отбора, не превышающий восстанавливающий залежь глубинный дегазационный поток, а также правильное размещение нагнетательных скважин.

Ключевые слова: залежь; месторождения нефти и газа; разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа; сейсморазведка.

УДК 622.24.05.32

О КОРРЕКТНОСТИ ИНЖЕНЕРНЫХ РЕШЕНИЙ ПО СОСТАВУ КНБК И ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ВЕРХНИХ ИНТЕРВАЛОВ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА ГЛУБОКИХ СКВАЖИН (с. 18)

Юрий Григорьевич Буримов

ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

127422, Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел. (495) 543-91-16

Проведен анализ проблем, возникающих при бурении и креплении обсадными колоннами скважин большого диаметра. Сформулированы основные требования к бурильному инструменту для бурения стволов большого диаметра. Для повышения качества проектных решений и эффективности бурения в верхних интервалах большого диаметра глубоких скважин необходимо выполнение комплекса мероприятий: проведение промысловых исследований и разработка нормативной документации с рекомендациями по составлению КНБК, обеспечивающих предупреждение локальных искривлений сверх допустимых размеров и получения стволов с регламентированным эффективным диаметром; создание и организация производства новых технических устройств для включения в КНБК, разработка новых и совершенствование существующих технологий сооружения стволов большого диаметра.

Ключевые слова: скважины большого диаметра; конструкция КНБК; устройства для оснащения КНБК; локальные искривления; эффективный диаметр.

УДК 622.243.23 + 622.243.24

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММ ЭЛЕКТРОННО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫХ МАШИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССОВ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН (с. 22)

**Юрий Михайлович Гержберг
Владимир Дмитриевич Чарков**

ООО «НПО «Севернефтегазтехнология»

169300 Ухта, ул. Железнодорожная, 48, офис 18.
Тел./факс: (82147)-52-817

Приведен анализ известных программных средств для решения стан-

дартных задач при проектировании и бурении скважин. Представлено описание пакета программ для ЭВМ, разработанные ООО «НПО «Севернефтегазтехнология» совместно с Ухтинским ГТУ. Отличительной особенностью данного программного пакета является возможность разработки решений по предупреждению и ликвидации осложнений и аварий в процессе бурения. Отдельный блок позволяет решать задачи оптимизации центрирования обсадных колонн, проектирования компоновки, удовлетворяющей как условиям бурения по заданной трассе скважины, так и предупреждения поломки её резьбовых соединений.

Ключевые слова: программная продукция; КНБК; бурильная колонна; центрирование обсадной колонны; искривление ствола.

УДК 622.245.422

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ С ПОЛЫМИ СТЕКЛЯННЫМИ МИКРОСФЕРАМИ (с. 27)

**¹Дмитрий Владимирович Орешкин
²Григорий Николаевич Первушин
³Владимир Александрович Перфилов**

¹ФГБОУ ВПО «Московский государственный строительный университет»,

129337, Москва, Ярославское шоссе, 26, МГСУ
E-mail: dmitrii_oreshkin@mail.ru

²ФГБОУ ВПО «Ижевский государственный технический университет им. М.Т. Калашникова»

426068. Ижевск, ул. Студенческая, 6, ИжГТУ

³ФГБОУ ВПО «Волгоградский государственный архитектурно-строительный университет»

400074, г. Волгоград, ул. Академическая, 1, ВолгГАСУ
E-mail: vladimirperfilov@mail.ru

В статье рассмотрен опыт цементирования нефтяных и газовых скважин месторождений Севера Западной Сибири и Нижней Волги тампонажными смесями на основе стеклянных микросфер. Приводятся результаты исследований свойств тампонажных растворов с полыми стеклянными микросферами.

Ключевые слова: отампонажные растворы; полые стеклянные микро-

сферы; нефтяные и газовые скважины.

УДК 622.276

РАЗРАБОТКА ХИМИЧЕСКОГО СПОСОБА ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВЫНОСА ПЕСКА В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ (с. 31)

**Дмитрий Сергеевич Тананыхин
Александр Витальевич Петухов**

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, д. 2
Тел.: 8-931-290-6159
E-mail: DmitrySPMI@mail.ru

Осложнения при эксплуатации скважин, в числе которых механические примеси занимают особое место, являются традиционной проблемой нефтедобычи на заключительной стадии разработки нефтяных и газовых месторождений. По этой причине прогнозирование выноса мехпримесей и выбор технологий предотвращения их вредного влияния становится актуальной задачей при разработке нефтяных месторождений. В статье приводятся результаты исследований разработанного на базе Национального минерально-сырьевого университета «Горный» химического состава для закрепления слабосцементированных пород, а также его влияние на фильтрационные свойства пластов и находящихся в них углеводородных флюидов.

Ключевые слова: песчаник; химическое крепление; разрушение коллектора; омыление жирных кислот.

УДК 622.245.42:622.248.3

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА БИОПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА НА СОХРАНЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА (с. 35)

Ярослав Владимирович Чеславский

Ухтинский государственный технический университет

169300 г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13
Тел.: 8-904-10-8-666-8
E-mail: yarbi4@mail.ru

Выполнены исследования по оценке влияния различных добавок на

фильтрационные свойства пласта и их загрязняющую способность по степени восстановления проницаемости пористой среды после воздействия на нее буровым раствором. Установлено, что для эффективного снижения интенсивности процессов фильтрации в призабойной зоне необходима комплексная обработка бурового раствора жидким и твердым гидрофобизатором совместно с коьматантом.

Ключевые слова: призабойная зона пласта; восстановление проницаемости; коьматация пласта; фильтрация; буровой раствор.

УДК 622.244.7.001.24

АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ И ПРИНЦИПА ДЕЙСТВИЯ ВИБРОСИТ (с. 37)

**Виктор Григорьевич Юртаев
Ольга Александровна Нечаева**

Самарский государственный технический университет, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244
E-mail: Nechaevaoa@gmail.com

В статье представлены технические средства вибрационной технологии очистки бурового раствора. Особенности конструкции предложенного устройства позволяют избежать скопления шлама на поверхности вибрируемого отражателя, тем самым, снижая абразивный износ сеток. Даны рекомендации по усовершенствованию принципа действия вибросит с наклонным расположением поверхности пирамидальных сеток.

Ключевые слова: вибросито; вибрируемый отражатель; шлам; пирамидальная сетка; износ.

УДК 622.276.6

ПРОЦЕССЫ РАЗРУШЕНИЯ СТОЙКИХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭМУЛЬСИЙ ТИПА «КОНДЕНСАТ-ВОДА» КОМПЛЕКСНЫМ РЕАГЕНТОМ-ДЕЭМУЛЬГАТОРОМ DT (с. 39)

¹Виктория Михайловна Ахметова

²Ольга Александровна Иванкив

¹Львовский комплексный научно-исследовательский центр, филиал Украинского научно-исследовательского института природных газов

79026, Украина, г. Львов, ул. Стрыйская, 144
E-mail: akiv_18@mail.ru

²ООО «Научно-производственный центр Актуальне нефтегазовые технологии»

36021, Украина, г. Полтава, ул. Грабчака, 2/1, оф. 1А
E-mail: 43yalo@rambler.ru

В статье рассмотрены проблемы разрушения стойких промышленных полимерсодержащих эмульсий; раскрыт механизм деэмульсации эмульсий за счет разрушения полимерных связей комплексным реагентом DT; исследовано влияние концентрации полимера и температуры на время эмульгирования и разрушения водо-конденсатных эмульсий. Лабораторно подтверждено, что комплексный реагент-деэмульгатор DT является эффективным деструктором полимерных структур в эмульсионных системах и способствует дополнительному разделению эмульсий типа «конденсат-вода».

Ключевые слова: скважина; стойкая промышленная эмульсия; полимер; деэмульгатор.

УДК 658.382

О КОЛЛЕКТИВНЫХ РИСКАХ ОПАСНОСТИ В ДЕЙСТВУЮЩИХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТАХ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ГАЗОТРАНСПОРТНЫМ ОБЪЕКТАМ (с. 44)

Аркадий Игоревич Быков

ООО «Газпром трансгаз Ухта»

169300, Республика Коми, г. Ухта, пр. Ленина, 39/2
E-mail: abykov@sgr.gazprom.ru

В статье проанализированы подходы к определению показателей коллективных рисков действующих нормативных документах применительно к газотранспортным объектам (ГТО). Понятие коллективного риска аварии для опасных производственных объектов сформулировано в РД 03-418-01, а методика определения этого показателя для ГТО представлена в СТО Газпром 2-2.3-351-2009. При этом рассматриваются коллективные риски аварии с возгоранием и без возгорания газа. Понятия коллективного пожарного риска и методики определения этого показателя в отношении ГТО ни один из действующих нормативных

документов не содержит, хотя обязательность такой оценки следует из принадлежности ГТО к пожаровзрывоопасным объектам.

Ключевые слова: боковой ствол, клиновой отклонитель, отклоняющий угол клина, нормальное напряжение, касательное напряжение, предел прочности материала трубы, коэффициент запаса прочности.

УДК 378.1

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

НОСТЬ КАК ФАКТОР КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ВУЗА (с. 49)

Евгений Семенович Кушель

ГОУ ВПО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (РГГРУ)

117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23

Тел.: 8-(495) 438-15-10

В статье рассмотрены вопросы соз-

дание «наукоемкого» вуза, способного занимать устойчивые конкурентные позиции на рынке научно-технических услуг, обладающего интеллектуальной собственностью, в виде патентов, лицензий, приобретенных прав. Представлен организационный алгоритм действий руководства вуза в рамках создания и наращивания объемов конкурентоспособных НИОКР в интересах внешних заказчиков.

Ключевые слова: научно-техническая деятельность; вуз; НИОКР; НИР; высшая школа.

PRODUCTIVITY INDEXES ESTIMATION FOR RECOVERY WELLS IN TERRIGENOUS DEPOSITS OF THE UPPER KAMA REGION (p. 5)

Vladimir Valer'evich Poplygin

Perm National Research Polytechnic University
of. 416, 29, Komsomol'skiy prospect,
Perm', 614000, Russia
Phone: +73422198238

The paper gives reservoir characterization of terrigenous deposits of the Upper Kama region. The operating results oil recovery wells under reduced formation and bottom hole pressures were investigated. The rate of productivity indexes for recovery wells grows up if reservoir porosity increases when formation and bottom hole pressures are reduced down to bubble point pressure. It was noted, when bottom hole pressures are reduced down to bubble point pressure productivity indexes for recovery wells are decreased by 50...60% of initial values. The effect of primary-to-bubble ratio for reservoir oil and reservoir porosity deformation changes on the practical rate of well productivity indexes in the intervals there bottom hole pressures are less than bubble-point pressure.

Key words: oil deposits; productivity index; bottom hole pressure; formation pressure; deformations.

LIQUID-GAS MIXTURES MOTION IN THE LAUER – BOREHOLE WHILE PAY ZONE FLOWING SYSTEM: QUESTION REVISITING (p. 8)

Vladimir Ivanovich Ivannikov

«Radikal 21» JSC

1-41, Gastello str., Moscow, 107014, Russia

Tel. +7-499-268-33-50

The questions of pressure gas reservoir energy efficient use are discussed. To change the liquid flow through a pipe string the use of chain of production tubing flow controls may be recommended.

Key words: liquid-gas mixture; reservoir energy; bore hole; production tubing, chain of production tubing flow control.

URNENSKOYE OIL FIELD: SURGING FLOW PRODUCTION (p. 10)

¹**Evgenijj Alekseevich Gladkov**

²**Andrejj Gar'evich Plavnik**

¹**Leonid Jakovlevich Erofeev**

¹NATIONAL RESEARCH TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY, TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY, TPU
30, Leninsky prospect, Tomsk, 634050, Russia

Phone: (3822) 56-34-70

E-mail: gladkov1974@mail.ru

²TROFIMUK INSTITUTE OF PETROLEUM GEOLOGY AND GEOPHYSICS SB RAS

of. 226, 56, Volodarskogo Str., Tjumen', 625000, Russia

E-mail: plavnik@ikz.ru

As a result of analyzing Urnenskoye oil field development the fluid dynamic features of reservoir production mechanism were revealed. Surging reservoir production was found to be a result of deep-seated factors related to hydrocarbons flow out of different layers.

Key words: Urnenskoye oil field; surging mode; vertical seismic profiling; reservoir properties; oil/gas occurrence.

SPECIFICS OF BARIUM SULFATE DEPOSITS FORMED ON DOWNHOLE EQUIPMENT SURFACE WITH THE PARTICIPATION OF OIL SURFACE-ACTIVE COMPONENTS (p. 13)

**Lilija Al'bertovna Shangaraeva
Aleksandr Vital'evich Petukhov**

National Mineral-Resources University «Gorny»

Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia

Phone: 8-931-290-6159

E-mail: l.shangaraeva@mail.ru

The formation of barium sulfate deposits in oil wells, when supersaturated water is used, often gives rise to number of accidents and downtime of wells, significantly reducing the overhaul period of their work. The spontaneous deposition in aqueous solutions containing relatively high barium and sulfate concentrations was investigated. The deposition occurs on two of the most common ways: with an explicit induction period and without it. Investigations of the mechanism of scale formation with the participation of oil surface-active components in the laboratory revealed their influence on crystals formation and growth and the effect on the kinetics of salt vegetation.

Key words: salt vegetation, barium sulfate, deposits, supersaturation, induction period, oil surface - active components.

MAPPING, OIL/GAS FIELD DEVELOPMENT AND OPERATION IN SUBVERTICAL DESTRUCTION ZONES (p. 15)

**Vladimir Alekseevich Degtjarev
Maksim Aleksandrovich Zajikov**

Tyumen State Oil and Gas University
38, 50 Let Oktyabrya str., Tyumen,
625038, Russia
E-mail: vadehtyarev@bk.ru

The development of mosaic (fractal) fields must be carried out with accounting the value of the restored deep hydrocarbon streams. If the rate of recovery exceeds the influx rate of recoverable resources, the pressure in the aquifer will result in flooding of production wells. The necessary condition of ensuring the successful development of fields with minimal production well water encroachment is the observance of modes selected not exceeding the volume of deep degassing flow, as well as the correct placement of injection wells.

Key words: deposit, oil and gas field, development and exploitation oil and gas field, seismic survey.

ENGINEERING SOLUTION CORRECTNESS ON BHA COMPOSITION AND DRILLING EFFICIENCY FOR UPPER INTERVALS OF LARGE DIAMETER OF DEEP WELLS (p. 18)

Jurij Grigor'evich Burimov

«IDS Drilling» LLC
10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422,
Russia
Phone: +7-495-543-91-16

Drilling and casing problems for large diameter wells were analyzed. Basic requirements for large diameter drill tools are given. The set of actions should be done to improve design decisions and to drill effectively upper intervals of large diameter wells: the field research and regulatory documentation are to be done on the subject of BHA composition to prevent doglegging above tolerance and to build boreholes of intended effective diameter. It is also necessary to create a new line of novel techniques as parts of BHA; to develop new technologies and upgrade existing ones to large diameter well construction.

Key words: large diameter drill tools; BHA composition; doglegging; novel

BHA techniques; effective diameter.

COMPUTER SOFTWARE TO UPGRADE PROCESS EFFICIENCY OF WELL CONSTRUCTION (p. 22)

**Jurij Mikhajlovich Gerzhberg
Vladimir Dmitrievich Charkov**

«NPO «Severneftegaztehnologija» LLC
of. 18, 48, Zheleznodorozhnaja str.,
Ukhta, 169300, Russia
Phone/fax: +7-82147-52-817

Conventional software for standard well drilling and design tasks are analyzed. The description of program pack designed by OOO Severneftegaztehnologija together with Uhtinsky State Technical University. The property that defines this pack is possibility to make solutions focused on preventing failures and problems while drilling. Individual module is focused on casing centering optimization and BHA design to meet as drilling environment as thread breakdown prevention.

Key words: software; BHA; drill string; casing centering; dog legs.

PRACTICE IN THE APPLICATION OF CEMENT SLURRIES WITH HOLLOW GLASS MICROSPHERES (p. 27)

**¹Dmitriij Vladimirovich Oreshkin
²Grigorij Nikolaevich Pervushin
³Vladimir Aleksandrovich Perfilov**

¹Moscow State University of Civil Engineering (MSUCE)
26, Jaroslavskoe shosse, Moscow,
129337, Russia
E-mail: dmitrii_oreshkin@mail.ru

²Izhevsk State Technical University
7 Studencheskaya street 426069
Izhevsk, Russia
E-mail: inter@istu.ru

³Volgograd State University of Architecture and Civil Engineering (VSUACE)
1 Akademicheskaya Street, 400074,
Volgograd, Russia.
Phone: +7 (8 442) 97-48-72.
Fax: +7 (8 442) 97-49-33.
E-mail: info@vgasu.ru

This article describes the experience of cementing oil and gas well fields North of West Siberia and the Lower Volga. The results of researches of properties of of cement slurries with

hollow glass microspheres.

Key words: cement slurries with hollow glass microspheres, oil and gas wells.

DEVELOPMENT OF BOTTOM HOLE FORMATION ZONE TREATMENT FOR RESTRICTION A SAND PRODUCTION IN OIL WELLS BY CHEMICAL TREATMENT (p. 31)

**Dmitriij Sergeevich Tananykhin
Aleksandr Vital'evich Petukhov**

National Mineral-Resources University «Gorny»
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St.
Petersburg, 199106, Russia
Phone: 8-931-290-6159
E-mail: DmitrySPMI@mail.ru

Complications are the inherent factor of oil production. And some of them like a contaminations take a specific place. For this reason sand production prediction and a choice of sand control become an actual task at system design of the artificial lift. This paper presents the results of the researches of mutual influence between the chemical composition developed at the National mineral resources university "University of Mines" and liquid hydrocarbons.

Key words: sandstone, chemical consolidation, reservoir destruction, alkaline saponification.

INVESTIGATION OF BIOPOLYMER SOLUTION BLEND COMPOSITION TO SAVE TERRIGENOUS RESERVOIRS PERMEABILITY (p. 35)

Jaroslav Vladimirovich Cheslavskijj

Ukhta State Technical University
Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta,
Republic of Komi, 169300, Russia
Phone: 8-904-10-8-666-8
E-mail: yapbi4@mail.ru

The studies have been done to evaluate the effect of different additives on reservoir filtration properties and polluting capacity according to the degree of the porous medium permeability after exposure to mud. It was found that effective reduce of the filtration intensity at the bottom-hole zone will require a comprehensive treatment of fluid liquid and solid hydrophobizators with colmatant.

Key words: bottomhole formation

zone, restoration of permeability, colmatation reservoir, filtering, drilling mud.

SCREEN SHAKERS: ANALYSIS OF CONSTRUCTION TYPE AND OPERATING PRINCIPLE (p. 37)

Viktor Grigor'evich Jurtaev
Ol'ga Aleksandrovna Nechaeva

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya str., Samara State Technical University, Samara 443100, Russia
E-mail: Nechaevaola@gmail.com

The article discusses equipment for vibrational mud cleaning. Design features of proposed technology allow to avoid cuttings accumulations on the vibrated deflector to reduce screen wear. It is recommended to upgrade the operational principle of inclined pyramidal screens.

Key words: screen shaker; vibrated deflector; cuttings; pyramidal screen; wear.

DESTRUCTION PROCESS OF STABLE INDUSTRIAL EMULSIONS OF "CONDENSATE-WATER" TYPE BY COMPLEX DEEMULSIFIER DT (p. 39)

¹Viktorija Mikhajlovna Akhmetova
²Ol'ga Aleksandrovna Ivankiv

¹Lviv Complex Research Center, Department of the Ukrainian Research Institute of Natural Gas
144, Stryyskaya str., Lviv, Ukraine, 79026
Phone: +38(095)166-55-05
E-mail: aktiv_18@mail.ru

²Scientific and Productive Center Modern Oil&Gas Technologies, Co. Ltd.
2/1 Grabchaka str., off.1A, Poltava, Ukraine, 36021
Tel.: +38(050)304-18-98
E-mail: 43yalo@rambler.ru

The problems of destruction of the stable industrial emulsions are considered in the article. The mechanism of demulsification by breaking down the polymeric connections by the complex agent DT was researched. The effect of polymer concentration and temperature at the time of emulsification and destruction of water-condensate emulsions was tested. The laboratory research proved that the complex agent DT is an effective demulsifier of the polymeric structures in emulsion systems; it also contributes to further breaking of 'condensate-water' emulsion type.

Key words: well, stable industrial emulsion, polymer, demulsifier.

ACTING NORMATIVE DOCUMENTS: THE COLLECTIVE RISKS OF DANGER IN RELATION TO GAS TRANSPORTATION FACILITIES (p. 44)

Arkadij Igorevich Bykov

«Gazprom transgaz Ukhta» LLC
39/2, Prospekt Lenina, Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
E-mail: abykov@sgp.gazprom.ru

The paper analyzes the approaches to the definition of indicators collective risks of existing regulations applicable to gas facilities (TRP). The concept of collective accident risk for hazardous production facilities

set forth in RD 03-418-01, and the method of determining the ratio for TRP represented STO Gazprom 2-2.3-351-2009. Here we consider the collective risks of accidents with gas inflammation and without it. There is no any notion of collective fire risk and methods for determining this figure against TRP. None of the existing regulations mention it, though it follows from the fact that TRP is a fire and explosion hazardous facility.

Key words: the risks of accidents, risk of fires, collective risk, regulation, gas transportation facilities.

SCIENTIFIC AND TECHNOLOGICAL ACTIVITIES AS COMPETIVENESS FACTOR OF A HIGHER EDUCATION ESTABLISHMENT (p. 49)

Evgenijj Semenovich Kushel'

Russian State Geological Prospecting University (RSGPU)
23, Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia
Phone: 8-(495) 438-15-10

The paper studies the matters of science-intensive higher education establishment to be competitive stalemate on the sci-tech market and possessing intellectual property: patents, licenses, acquired rights. Organizational algorithm of education establishment management authorities to increase research and advanced development inure to the benefit of external clients.

Key words: scientific and technical activities; higher education establishment; research and advanced development; investigations; higher education institutions.



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

Москва, Дмитровский проезд, дом 10, тел.: +7 (495) 543-9116

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 5600 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»,
 - «Шлюмберге»
- и другие.



В издательстве "ЦентрЛитНефтеГаз" выпущено новое справочное пособие «Инженерный сервис в бурении. Долота, ГЗД, отбор керна, боковые стволы»

*Автор справочника - Юрий Григорьевич Буримов,
начальник отдела бурения ООО "Ай Ди Эс Дриллинг"*

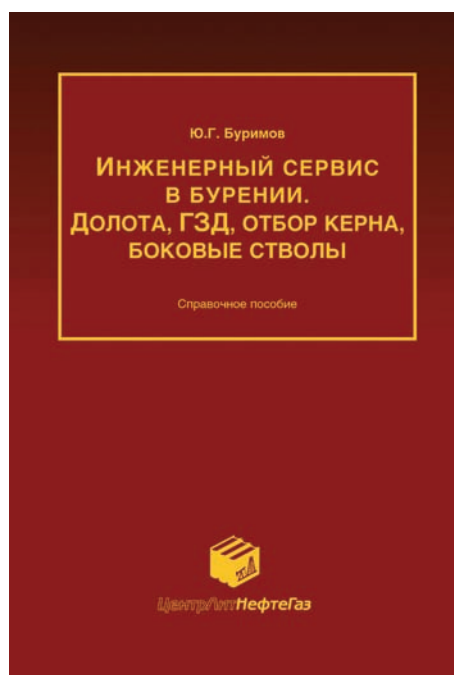
В настоящем справочном пособии приведена информация из личного опыта автора: о развитии инженерного сервиса в России по отработке долот, гидравлических забойных двигателей и отбору керна при строительстве скважин на нефть и газ на месторождениях с нормальным, аномально высоким и аномально низким пластовым 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, горизонтальных 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.

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Актуальные технологии для нефтегазового комплекса





**В 2013 году через Агентство Роспечать продолжается
подписка на научно-технический журнал «Инженер-нефтяник» -
наш подписной индекс - 35836**

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