

Инженер-нефтяник

№ 3'2012

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

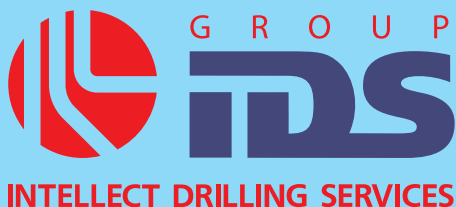
Структура трудноизвлекаемых запасов нефти

Новые материалы для ремонтно-изоляционных работ

Модифицированные битумы из нефтешламов

Направленное бурение алмазными долотами

Буровой раствор для бурения на газовые гидраты



**Интегрированный
буровой сервис**



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

INTELLECT DRILLING SERVICES



СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

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

ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

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

ИНЖЕНЕРНЫЙ СЕРВИС ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

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

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

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

Инженер-нефтяник

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

№ 3 2012 г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД
ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

| | | |
|--|----|---|
| Трудноизвлекаемые запасы нефти – структура и тенденции. Антониади Г.Д., Савенок О.В. | 5 | Difficult oil: structure and trends. Antoniad G.D., Savenok O.V. |
| Геомеханическое изменение залежей углеводородов под влиянием техногенной трещиноватости. Гладков Е.А. | 10 | Hydrocarbon reservoirs: geomechanic changes influenced by technogenic fracturing. Gladkov E.A. |
| К оценке эффективности мероприятий по интенсификации отборов нефти при разработке нефтяных месторождений Пермского края. Ерофеев А.А. | 16 | About oil withdrawal stimulation for Perm region oil field development. Erofeev A.A. |
| Модифицированные битумы из нефтешламов. Идрисов В.И., Сыроежко А.М., Дронов С.В. | 20 | Modified bitumen of oil sludges. Idrisov V.I., Syroezhko A.M., Dronov S.V. |
| Возможности снижения агрегатной твёрдости горных пород. Евсеев В.Д., Епихин А.В. | 24 | The ways to reduce rock aggregate strength. Evseev V.D., Epikhin A.V. |
| Конструкция скважин и технология бурения в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазоаккумуляции Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Арчегов В.Б., Николаев Н.И. | 29 | Well design and drilling engineering for Upubchenko-Tohomskaia oil and gas accumulation zone of Lena-Tunguskaya petroleum province. Archegov V.B., Nikolaev N.I. |
| Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности ремонтно-изоляционных работ. Кадыров Р.Р., Жиркеев А.С., Патлай А.В., Савельев А.А., Хасанова Д.К., Вашетина Е.Ю. | 36 | Synthetic polymer fiber application to improve repair-and-renewal operations. Kadyrov R.R., Zhirkeev A.S., Patlajj A.V., Savel'ev A.A., Khasanova D.K., Vashetina E.Ju. |
| Ступенчатая периферия шарошечных долот в эффективности бурения. Синев С.В. | 40 | Stepped profile of cone bits and drilling efficiency. Sinev S.V. |
| Технологическое обеспечение направленного бурения скважин алмазным инструментом. Спиринов В.И., Будюков Ю.Е., Власюк В.И., Плавский Д.Н. | 44 | Engineering support of directional drilling with diamond bits. Spirin V.I., Budjukov Ju.E., Vlasjuk V.I., Plavskijj D.N. |
| Вопросы проектирования наклонно направленных разведочных скважин на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями. Шатровский А.Г. | 47 | Planning exploration directional wells for oil fields with difficult geological situation. Shatrovskijj A.G. |
| Оптимизация составов буровых растворов для бурения скважин на газовые гидраты с помощью ортогонального экспериментального метода. Лю Тяньлэ, Николаев Н.И. | 51 | Drill mud composition optimizing for gas hydrate wells with the use of experimental orthogonal method. Lju Tjan'leh, Nikolaev N.I. |
| Прогнозирование характера обводнения и целесообразности проведения водоизоляционных работ. Кадыров Р.Р., Фаттахов И.Г., Хамидулина Э.Р., Патлай А.В. | 55 | Predictive modeling for water encroachment and isolating works advisability. Kadyrov R.R., Fattakhov I.G., Khamidullina Eh.R., Patlajj A.V. |
| Исследование влияния величины отклоняющего угла клина на разрушение бурильного инструмента при вырезании «окна» и зарезке бокового ствола роторным способом. Мухаметшин А.А., Илалов Р.Х., Мухаметшин Т.А. | 61 | Wedge deflection angle and drilling tool destruction while milling window and sidetracking when rotary drilling. Mukhametshin A.A., Ilalov R.Kh., Mukhametshin T.A. |
| Новые интерактивные справочники по технике бурения, заканчивания и ремонта скважин. Малкин И.Б. | 64 | Drilling technique, completions and workover. New interactive reference books. Malkin I.B. |
| Аннотации статей | 67 | 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»

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

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич

Перевод Орлов Николай Александрович

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

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

Адрес электронной почты: 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.

УДК 622.244

Трудноизвлекаемые запасы нефти – структура и тенденции

Г.Д. Антониади – доктор техн. наук, профессор

О.В. Савенок – канд. техн. наук, доцент

(Кубанский государственный технологический университет – КубГТУ)

В настоящее время в России из 2500 месторождений с нефтяными залежами на долю трудноизвлекаемых нефтей приходится более половины. К трудноизвлекаемым относят нефти либо по качеству сырья:

- тяжёлые (плотность более 0,92 г/см³);
- высоковязкие (более 30 МПа в нормальных условиях);
- либо по условиям залегания:
- проницаемость коллекторов менее 0,05 мкм².

Для месторождений с трудноизвлекаемыми нефтями присущи низкие и неустойчивые дебиты скважин, для эксплуатации которых необходима разработка и применение разнообразных и дорогостоящих технологий.

В современных условиях российского недропользования эксплуатация месторождений с трудноизвлекаемыми нефтями находится на грани рентабельности, что обуславливает необходимость тщательной научно-технической проработки всех стадий технологического цикла производства.

В текущих запасах нефти промышленных категорий порядка 14% разведанных запасов приходится на тяжёлые нефти (22% Приволжского ФО, 11% – Уральского ФО), 12% – высокосернистые и 11% – высоковязкие (преимущественно Приволжский и Северо-Западный ФО). Около 38% запасов нефти приходится на коллектора с низкой проницаемостью, в том числе ~ 47% текущих запасов Западной Сибири, более 25% – Волго-Уральской НГП и 19% – в Тимано-Печорской провинции.

Поскольку многие месторождения сочетают ряд неблагоприятных факторов, затрудняющих их разработку, суммарная доля трудноизвлекаемых нефтей в текущих разведанных запасах России к настоящему моменту превысила 60% (в ХМАО – 67%): запасы тяжёлых нефтей сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах – Усинское Н (Коми АО) – 78% запасов нефтей, Ван-Ёганское НГК (ХМАО) – 60%, Павловское ГН (Пермская область) – 27%, а другие, например, Верхне-Колик-Ёганское НГК (ХМАО) содержат тяжёлую нефть в коллекторах с хорошей проницаемостью – 30%, лёгкую – в низкопроницаемых – 50%.

При этом структура остаточных запасов нефти резко ухудшается из-за выборочной эксплуатации лучшей части запасов, особенно для крупных (запасы более 30 млн. тонн) месторождений, которые обеспечивают 2/3 добычи нефти в России (рис. 1).

Дополнительный фактор ухудшения структуры запасов крупных разрабатываемых месторождений на ближайшую перспективу – их высокая выработанность, в целом составляет 52%, а по многим из них достигающая 70-80%, т.е. лучшая часть этих месторождений выработана, а оставшаяся – трудноизвлекаемые запасы нефти.

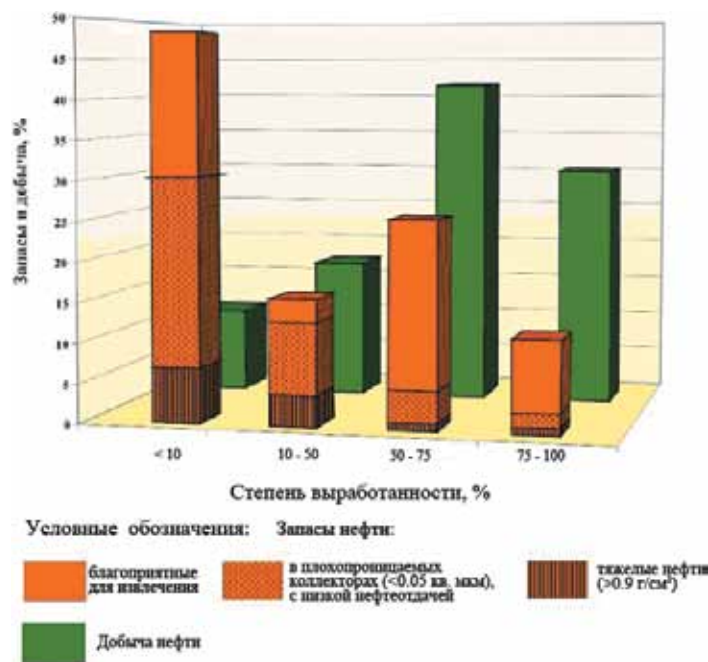


Рис. 1. Распределение текущих извлекаемых запасов и добычи нефти на крупных месторождениях по степени их выработанности.

Хотя текущие запасы нефти в абсолютном выражении остаются достаточно значительными, но на протяжении долгого времени они не восполняли добычу и лишь в последние годы прирост запасов превысил её убыль за счёт добычи, но тенденция падения темпа прироста сохранилась.

Анализ структуры добычи в динамике показывает, что в ней, также как и для запасов, характерным является постоянное увеличение доли трудноизвлекаемой нефти (рис. 2).

Необходимо отметить, что трудноизвлекаемая нефть может являться источником дефицитных редких металлов, что позволяет рассматривать её как комплексное сырьё, повышающее её товарную ценность.

Большая часть запасов тяжёлых нефтей страны сосредоточена в Уральском и Приволжском ФО и благоприятна для разработки, находится на глубинах 700-1500 м, пластовая вязкость меньше 50 МПа, плотность меньше 0,934 г/см³, эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивных пластов более 5 м, открытая пористость выше 15%, проницаемость более 0,1 мкм².

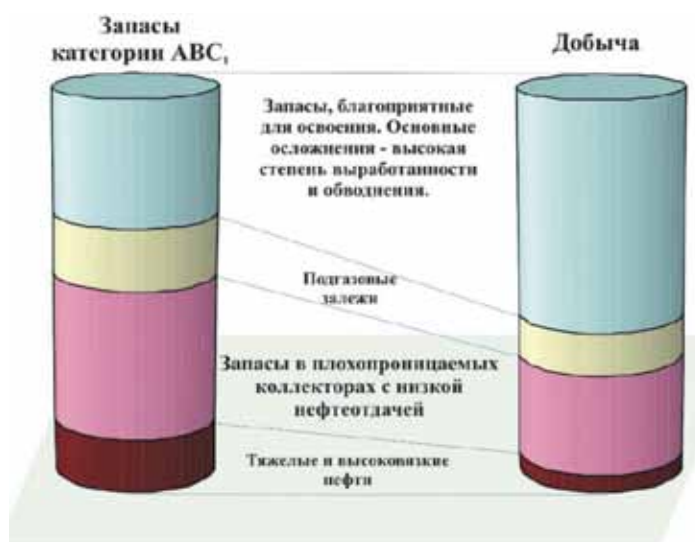


Рис. 2. Структура качества запасов нефти и их добычи в стране.

По химическому составу наиболее благоприятны нефти Западной Сибири и Краснодарского края – малосернистые, малопарафинистые и смолистые. Нефти Тимано-Печорской НГП, в основном, сернистые и высокосмолистые. Нефти Волго-Уральской НГП парафинистые и наиболее высоко-сернистые и высокосмолистые. В них определены наиболее высокие, по сравнению с другими НГП, концентрации Mo, Sc, Ga, Ge, Re, Y, Nd, Sm и других элементов.

Проблема низкой проницаемости продуктивных коллекторов – одна из главных при их разработке, особенно крупных залежей Западной Сибири, Лено-Тунгусской провинции. Эта проблема сдерживает освоение ряда месторождений Ханты-Мансийской впадины, а также продуктивного рифея Юрубчено-Тохомской зоны, в результате чего в разведанных запасах, не вовлекаемых в разработку, растёт доля залежей с трудноизвлекаемыми запасами.

Вместе с тем, именно с низкопроницаемыми коллекторами связаны перспективы прироста запасов нефти в большинстве осадочных бассейнах российской суши.

Таким образом, можно заключить, что тенденция увеличения доли трудноизвлекаемой нефти в её запасах будет в будущем только усиливаться. Существующая структура запасов при известных технологиях добычи ставит задачи создания новых принципиальных подходов.

Необходимо при этом учесть, что возможности достижения существенного эффекта в повышении уровня нефтедобычи за счёт совершенствования буровой техники весьма ограничены. Следовательно, необходимы новые подходы к решению данной проблемы, а общеметодологический подход здесь заключается в том, что рассматриваться должны в комплексе «скважина – нефтяной пласт – совокупность управляющих воздействий (СУВ)». Всё это, в итоге, суть сложная интеллектуальная система с признаками неполноты и нечёткости базовой информации.

Вообще, главная проблема использования новых технологий и методов в отечественной практике нефтедобычи зачастую состоит в необходимости преодоления традиционного отношения к использованию лишь известных решений, таких, как, например, гидродинамические методы воздействия на пласт. Действительно, они дешевле и проще любых других, но при этом и прирост нефтеотдачи они обеспечивают меньший [1]. В России также в достаточных

объёмах используются и горизонтальные скважины (ГС), и гидроразрывы пласта (ГРП), но помимо них имеются ведь и другие методы, позволяющие решать указанные задачи. А вот они пока применяются в незначительных масштабах.

Впрочем, в последнее время в России наметилась положительная тенденция в решении указанной проблемы. Она заключается в росте дополнительной добычи нефти за счёт применения новых методов увеличения нефтеотдачи. Объём дополнительной добычи соответствует примерно 17% от общей добычи и равен примерно половине всей добычи из трудноизвлекаемых запасов [2]. Однако это, безусловно, недостаточно.

Как показывает опыт государственного управления в развитии промысловых программ, можно существенно улучшить использование запасов нефти. Так, в США дополнительная добыча нефти за счёт применения методов увеличения нефтеотдачи выросла почти в 3 раза и достигла годового уровня порядка 40 млн. тонн [2]. Следует отметить, что и успешный отечественный опыт в этой области давал близкие результаты. Так, во второй половине 70-х гг. прошлого века на правительственном уровне были приняты специальные меры по расширению масштабов применения методов увеличения нефтеотдачи, что позволило увеличить дополнительную добычу до 12 млн. тонн, или почти в 4 раза.

Сказанное выше относится к таким методам увеличения нефтедобычи (МУН), как физико-химические, тепловые, газовые методы вытеснения нефти, методы адресного воздействия на пласт, а также микробиологические методы. По оценкам [1], их доля в общем объёме добычи составляет менее 0,2% (около 1 млн. тонн в год). И вполне очевидно, что именно широкий спектр созданных на такой основе передовых технологий может стать условием решения задач по повышению нефтеотдачи из месторождений в поздней стадии эксплуатации, а также для нефтей с аномальными свойствами.

Рассмотрим эти методы и покажем механизм их работы. Итак, важная роль принадлежит физико-химическим методам. Дело в том, что у трудноизвлекаемых нефтей весьма своеобразные физико-химические характеристики. С точки зрения химии и физической химии, в частности, нефть – это сложная система, которая может управляться с помощью соответствующих мер [3-5].

В коллоидной химии нефть определяется как сложная многокомпонентная смесь, которая в зависимости от внешних условий проявляет свойства или молекулярного раствора, или дисперсной системы. Нефть состоит из низкомолекулярных (НМС) и высокомолекулярных соединений (ВМС). НМС представляют собой, в основном, парафиновые, нафтено-парафиновые и ароматические углеводороды. ВМС часть нефти состоит из высокомолекулярных парафиновых углеводородов, моно- и конденсированных нафтено-парафиновых, моно- и бициклических ароматических углеводородов ряда бензола и нафталина, смол и асфальтенов.

Молекулярные растворы нефти представляют собой смесь различных НМС и ВМС.

Процессы в нефтяной дисперсной системе могут быть описаны в модели сложных структурных единиц.

Межмолекулярные взаимодействия ВМС приводят к образованию в нефти пространственных надмолекулярных структур, состоящих из множества макромолекул. В зависимости от характера связей надмолекулярные структуры подразделяются на ассоциаты, в которых действуют слабые силы Ван-дер-Ваальса, и комплексы с более прочными химическими связями. Физические ассоциаты способны

при определённых условиях переходить в комплексы, например, при повышении температуры.

Трудноизвлекаемые нефти характеризуются высокой вязкостью и высоким содержанием асфальтенов, смол и парафинов. Высоковязкие нефти широко распространены по территории страны [3]. В среднем они являются тяжёлыми и сернистыми, высокосмолистыми и высокоасфальтеновыми, но при этом малопарафинистыми и с низким содержанием фракции нафтеновых кислот (*н.к.*) 200 °С. В целом свойства высоковязкие нефти России близки к свойствам высоковязких нефтей Евразии и Африки [3]. Вопросы применения физико-химических методов для добычи трудноизвлекаемых нефтей и нефтей с аномальными свойствами рассмотрены в ряде работ [6-16].

Наряду с указанным методом эффективно решать проблему позволяют и методы управления реологическими свойствами аномальных нефтей. В [6] рассмотрены принципы управления реологическими свойствами аномальных нефтей в условиях Крайнего Севера, характеризующегося распространением многолетней мерзлоты и низкими значениями зимних температур. Для нефтей северных месторождений характерны аномальные свойства – это либо высокопарафинистые нефти, застывающие при положительных температурах, либо тяжёлые, высоковязкие нефти, вязкость которых даже при стандартных условиях колеблется в широких пределах.

При низких температурах высокопарафинистые нефти проявляют резко выраженные неньютоновские (вязкопластичные, вязкоупругие, тиксотропные) свойства, без учёта которых организовать рациональную эксплуатацию скважин, сбор, подготовку и транспорт нефтей невозможно. При остановке процесса перекачки в нефти образуются парафиновые структуры, прочность которых зависит от содержания парафиновых фракций, времени покоя нефти, условий образования парафиновых структур и других факторов.

В работе [6] выполнено исследование влияния газонасыщения на реологические свойства высокопарафинистых нефтей при различных давлениях сепарации в области температур эксплуатации скважин, промыслового сбора, подготовки, межпромыслового и магистрального транспорта. Оно показало, что высокопарафинистые нефти в газонасыщенном (однофазном) состоянии при газосодержании 10-20 нм³/м³ (что соответствует давлениям сепарации 0,5-0,6 МПа) имеют вязкость, статическое и динамическое напряжения сдвига и модуль упругости при температурах их транспорта 0÷50 °С в 5-10 раз меньше, чем дегазированные. При этом эффект снижения вязкости и других реологических параметров тем выше, чем ниже температура нефти. Температура застывания газонасыщенных нефтей также на 10-150 °С ниже дегазированной. Это позволяет рекомендовать транспорт высокопарафинистых нефтей в газонасыщенном (однофазном) состоянии [6]. Определены значения реологических характеристик нефтей и их смесей в зависимости от температуры и давления сепарации. В итоге установлено, что с помощью нагрева можно существенно снизить вязкость нефти [6].

При этом пластическая вязкость аномальной нефти принимает устойчивое значение, равное 5-10 мПа·с, что обеспечивает безаварийный транспорт нефти. Традиционная технология термообработки (нагрев до 80-90 °С, регулируемое охлаждение от температуры нагрева (80-90 °С) до расчётной температуры транспорта (для условий Европейского Севера – 0 °С)) требует строительства резервуарного парка объёмом, эквивалентным заполнению в течение 4,0-4,5 часов от проектной производительности головной НПС.

Комплекс управления реологическими свойствами аномальных нефтей включает 6 видов воздействия на нефть и её смеси:

- 1) газонасыщение;
- 2) термообработка;
- 3) разбавление;
- 4) механическое воздействие;
- 5) химическая обработка;
- 6) электросиловое воздействие [6].

В работе [7] рассмотрены вопросы управления реологическими и фильтрационными свойствами аномальных нефтей с помощью неионогенных поверхностно-активных веществ (*ПАВ*). Таким образом, методы с использованием *ПАВ* расширяют диапазон принципов управления реологическими свойствами нефтей. С помощью *ПАВ* возможно достичь пептизирующего действия на асфальтены – структурообразующие компоненты пластовой нефти и улучшить её реологические и фильтрационные свойства.

В целом принципы управления реологическими свойствами нефтей основаны на применении группы таких методов как:

- газонасыщение;
- термообработка;
- смешение лёгких и тяжёлых фракций;
- механическое воздействие на парафинистые структуры;
- ввод неионогенных поверхностно-активных веществ;
- электромагнитное воздействие;
- комбинированные методы.

В отдельных случаях могут применяться физико-химические методы, например, при решении проблемы заводнения пластов [8]. При этом способе эффективность извлечения нефти зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды. Высокая неоднородность продуктивных пластов, связанная с наличием в них высокопроницаемых пропластков, приводит к быстрому прорыву воды в добывающие скважины и, как следствие, ухудшению технико-экономических показателей разработки месторождений и снижению нефтеотдачи пластов.

Одним из наиболее экологичных и прогрессивных методов увеличения охвата пластов воздействием является применение гелеобразующих составов на основе силиката натрия. В [8] описана методика исследования физико-химических свойств таких составов, а также исследовано влияние концентрации и соотношения компонентов гелеобразующей композиции, температуры пласта и минерализации воды на физико-химические свойства щелочного силикатно-полимерного геля и эффективность его применения. Разработан способ приготовления гелеобразующего состава с регулируемым временем начала гелеобразования и прочностью образующегося силикатно-полимерного геля в лабораторных и в промысловых условиях.

В работе [8] установлено, что применение композиций на основе силиката натрия – эффективный метод выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин и увеличения охвата пласта заводнением за счёт полной или частичной изоляции уже промытых высокопроницаемых зон пласта.

В [9] подходы и методы управления заводнением, применённые в [8], получают развитие. В [9] применяются схожие с [8] подходы, основанные на технологии увеличения нефтеотдачи пластов с использованием гелеобразующих составов на основе силикатов, однако с использованием технологий на основе применения композиций неионогенных *ПАВ* (*НПАВ*) с высокими нефтевывесными свойствами, химически стабильными в условиях

слабопроницаемых карбонатных коллекторов, предупреждающие потери ПАВ за счёт адсорбционных, деструкционных процессов, а также перераспределения между водой и нефтью.

Таким образом, последовательное применение физико-химических методов [8, 9] позволяет достичь существенных эффектов повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти. В целом одним из наиболее экологичных и прогрессивных методов увеличения охвата пластов воздействием закачиваемой воды является применение гелеобразующих составов на основе силиката натрия.

Однако у проблемы трудноизвлекаемых запасов имеется и ещё несколько аспектов. Один из них – это нефти с высоким содержанием сероводорода [10].

В связи с вступлением большинства нефтяных месторождений страны в позднюю стадию разработки, характеризующуюся высокой степенью обводнённости добываемой продукции (до 70-98%), приходится прибегать к закачке огромных объёмов пресной и сточной воды в продуктивные пласты для поддержания пластового давления. При этом происходит их микробиологическое заражение, и появляется биогенный сероводород. К числу основных осложнений, связанных с присутствием в составе пластовой нефти сероводорода, относится отложение сульфида железа в глубинно-насосном оборудовании добывающих скважин. Классификация методов борьбы с сероводородом и связанными с ним осложнениями при добыче нефти включает различные технологии [10].

Наибольший эффект предупреждения осадкообразования в рабочих органах скважинных насосов даёт механическая очистка всего ствола эксплуатационной колонны скважины от накопившихся осадков с последующей защитой обсадной колонны ингибированной нефтью. Для профилактики образования отложений сульфида железа в добывающих скважинах в [10] применена бактерицидная обработка всех технологических жидкостей, используемых в различных процессах добычи нефти. В частности, речь может идти об использовании в качестве жидкостей глушения скважин при вскрытии продуктивного пласта и проведении подземных ремонтов специальных химических составов, обладающих, наряду с антикоррозионными и бактерицидными свойствами, также и нейтрализующей способностью по отношению к сероводороду.

Затронем ещё один аспект проблемы – это вопрос применения физико-химических методов при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях [17].

Эта проблема связана с преодолением технологических осложнений, значительным перерасходом материалов и времени на приготовление буровых растворов.

К признакам сложных горно-геологических условий относятся:

- чередование терригенных, хемогенных и карбонатных пород;
- наличие зон аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и температур;
- значительные толщи глинистых отложений;
- большие глубины залегания углеводородного сырья.

При вскрытии продуктивных пластов и в некоторых случаях при бурении в солевых и терригенных отложениях применяются буровые растворы с органическими компонентами. При этом даёт о себе знать проблема недостаточной эффективности и значительного перерасхода материалов и времени при использовании указанных растворов, что приводит к необходимости совершенство-

вания технологии их получения и управления свойствами высокоминерализованных и углеводородных растворов. Помимо этого процессы бурения в активных глинистых отложениях сопровождаются потерей устойчивости пластов горных пород, проявляющейся в таких явлениях как образование осыпей, обвалов, кавернообразование и т.д. С помощью существующих высокоингибированных растворов не всегда удаётся решить эту проблему.

В рамках традиционных технологий при бурении в мощных солевых отложениях в процессе углубления скважины не наблюдается улучшения структурно-реологических показателей промывочного агента, и пополнение объёма производится добавкой свежеприготовленного раствора с аналогичным составом и свойствами. Приготовление свежего высокоминерализованного раствора требует больших затрат времени и материалов. В таких случаях обычно производят пополнение объёма раствора периодическими разбавлениями, что для утяжелённого бурового раствора приводит не только к выпадению барита, но и к серьёзным осложнениям из-за изменения структурно-реологических показателей и плотности.

Для модификации буровых растворов в [17] рекомендовано применение метода механохимической активации в дезинтеграторе, реализованного И.А. Хинтом [18]. Метод механохимии основан на предположении, что свойства диспергируемого вещества зависят также от характера процесса измельчения и конструкции используемого для этого устройства. Практическим воплощением такого подхода является метод измельчения твёрдых материалов высоконагруженным ударом, когда разрушение частиц происходит в местах спаянности, структурных дефектов и напряжений [19].

Структурно-реологические и фильтрационные показатели бурового раствора зависят от дисперсности и количества глинистых частиц, а также соотношения между различными состояниями воды (гидратная, гелевая и мономерная). Механохимическая активация позволяет за счёт увеличения дисперсности, количества глинистых частиц и доли полимерной воды улучшить структурно-реологические и фильтрационные показатели бурового раствора [17].

Интересен ещё один аспект проблемы – какие методы следует применять для предупреждения и удаления органических отложений? Связанные с ними и весьма значительные проблемы возникают при добыче залежей нефти с повышенным содержанием парафинов, смол, асфальтенов. Формирование органических отложений, характерное для таких месторождений, становится причиной снижения эффективности нефтедобычи [7, 14].

К парафиновым соединениям, выделяющимся из нефти в скважинах в процессе добычи нефти, относят сложную углеводородную физико-химическую смесь, в состав которой входит целая гамма веществ [20]. По составу парафинистая масса может существенно различаться в зависимости от условий формирования нефтяной залежи и характеристики нефти.

Установлено, что на длительность работы скважины после проведения воздействия до выхода в ремонт по причинам, связанным с формированием органических отложений, оказывают влияние вид воздействия, дебит и забойное давление.

В [12] разработана схема проектирования и выбора технологии удаления органических отложений с использованием растворителей, включая выбор составов растворителей на основе исследований растворимости органических отложений – как с учётом состава органических

отложений, так и с учётом структуры и длительности воздействия. Также оценивается влияния растворителя на кинетическую устойчивость нефти и выбор объектов воздействия с соответствующими характеристиками притока и пластовых условий. Для удаления органических отложений целесообразно использовать сочетание физико-химического и гидродинамического воздействия.

Подведём итог. Представляется, что потенциал физико-химических методов далеко не исчерпан, а, напротив, имеет хорошие перспективы для расширения и качественного обновления. Основное направление развития таких методов состоит в более глубоком исследовании предметной области – состава и свойств нефти, характеристик глини-

стых отложений и т.д., и в создании соответствующих методов и технологий с использованием физико-химических подходов в сочетании с другими методами.

В целом физико-химические методы представляют собой комплексное и эффективное средство управления процессами нефтеотдачи при добыче трудноизвлекаемых нефтей, а также при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях и при эксплуатации скважин в осложнённых условиях. Эффективность применения таких методов находится в сильной зависимости от полноты учёта предметной информации – по характеристикам трудноизвлекаемых залежей, составу и свойствам пород при строительстве скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крянев Д. Третичные методы увеличения нефтеотдачи – один из важнейших факторов обеспечения эффективности. // Нефтесервис. – М.: 2010. – № 03.
2. ГП РВО «Зарубежнефть» Методы увеличения нефтеотдачи <http://www.tpprf.ru/common/upload/documents/committee/ener/zak4.doc>.
3. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств. // Нефтегазовое дело. – М.: 2005.
4. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю. М., Яценко И.Г. База данных по химии нефти и перспективы её применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. – М.: 2000. – № 2. – с. 49-51.
5. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 642 с.
6. Жуйко П.В. Разработка принципов управления реологическими свойствами аномальных нефтей. Автореферат ... д-ра техн. наук. Ухта, 2003.
7. Рогачёв М.К. Физико-химические методы совершенствования процессов добычи нефти в осложнённых условиях. Автореферат ... д-ра техн. наук. Уфа, 2002.
8. Рогова Т.С. Обоснование технологии выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях композициями на основе щелочных силикатно-полимерных гелей. Автореферат ... канд. техн. наук. Москва, 2007.
9. Ленченкова Л.Е. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти физико-химическими методами. Автореферат ... д-ра техн. наук. Уфа, 2002.
10. Мухаметшин М.М. Повышение эффективности эксплуатации нефтепромысловых систем при добыче сероводородсодержащих нефтей. Автореферат ... канд. техн. наук. Уфа, 2001.
11. Петраков А.М. Научно-методические основы применения технологий адресного воздействия для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти (на примере месторождений Западной Сибири). Автореферат ... д-ра техн. наук. Москва, 2010.
12. Халадов А.Ш. Повышение эффективности удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений при добыче нефти с большими перепадами температур в фонтанном лифте. Автореферат ... канд. техн. наук. Уфа, 2002.
13. Сыркин А.М., Мовсумзаде Э.М. Основы химии нефти и газа: Учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – 109 с.
14. Подъяпольский А.И. Совершенствование технологии предупреждения осложнений при добыче высоковязкой нефти. Автореферат ... канд. техн. наук. Уфа, 2007.
15. Милованов И.В. Совершенствование комплекса технологий и технических средств для интенсификации добычи нефти. Автореферат ... канд. техн. наук. Уфа, 2009.
16. Мамедова Г.И. Исследование реофизических особенностей аномальных жидкостей // Нефтегазовое дело. 2010 <http://www.ogbus.ru>.
17. Гайдаров М.М.-Р. Исследование и разработка буровых растворов для проводки скважин в глинистых и солевых отложениях. Автореферат ... д-ра техн. наук. Санкт-Петербург, 2010.
18. Хинт И.А. УДА-технология: проблемы и перспективы. – Таллинн: Валгус, 1981.
19. Балаба В.И. От диспергирования к механохимической активации // Техника и технология. – УКАНГ, 2011. – № 1.
20. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложнённых условиях. – М.: Изд-во ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 700 с.

Геомеханическое изменение залежей углеводородов под влиянием техногенной трещиноватости

Е.А. Гладков - канд. г.-м. наук, доцент
(Национальный исследовательский Томский политехнический университет)

АКТУАЛЬНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЙ

В последние годы в нефтегазовой геологии происходит коренная переоценка основ и принципов построения промыслово-геологических моделей залежей углеводородов. Это вызвано нарастающим несоответствием между реальным сложным геологическим строением разрабатываемых месторождений и традиционными геологическими представлениями о структуре залежей, пространственном распределении фильтрационно-ёмкостных свойств и характере насыщения продуктивных пород.

Выявляется всё более значительная роль дизъюнктивной тектоники и трещиноватости горных пород в процессах образования залежей не только в плотных карбонатных породах, но и в песчаниках, традиционно относящихся к коллекторам порового типа.

В последнее время при разработке нефтяных месторождений всё чаще решаются проблемы, обусловленные деформационными процессами в порово-трещиноватых типах пластов горных пород с площадной неоднородностью. На многих залежах углеводородов Западной Сибири гидродинамическими и трассерными исследованиями установлено наличие каналов низкого фильтрационного сопротивления в терригенных коллекторах. Изучение ядерного материала свидетельствует о наличии в них различных видов трещиноватости, которые приводят к формированию локального, неустойчивого во времени напряженно-деформационного состояния горных пород. Меняется ориентация и проводимость трещин. Поэтому внедрение адаптивной системы разработки сложнопостроенных нефтяных месторождений и технологий повышения коэффициента извлечения нефти из низкопродуктивных залежей должно планироваться с учетом информации о структуре разрывных нарушений, экранирующих зонах и каналах фильтрации пластовой жидкости.

Как известно, гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одной из основных технологий интенсификации добычи нефти из низкодебитных скважин, и для ряда месторождений он является обязательным условием формирования системы воздействия на пласты, т.к. его применение позволяет увеличить не только темпы отбора нефти, но и коэффициент её извлечения. Исследование преимущественного направления максимального напряжения в горной породе позволяет проектировать направление и длину трещины ГРП в добывающих скважинах,

расположенных между нагнетательными скважинами. В определенной степени это - аналог неравномерной сетки скважин, позволяющей уменьшить обводненность продукции и вовлечь в разработку дополнительные запасы. Однако, как показывает анализ данных гидродинамических исследований, для большинства скважин реальная длина трещин гидроразрыва в 2-3 раза меньше, чем планируемая. Это обусловлено тем, что трещина имеет несколько ветвей, распределённых в соответствии с полем напряжений, изменяющимся в процессе разработки. Фактически формируется система трещин в прискважинной зоне, и радиус зоны их распространения значительно меньше проектного значения. В результате проведения ГРП в продуктивной зоне пласта возникает зона с аномальными фильтрационными свойствами. Её геометрические характеристики (размер, форма, азимутальная и вертикальная направленность, неоднородность) и динамика свойств во времени не известны с необходимой достоверностью. В этой связи, реализуемые технологические решения не в полной мере соответствуют изменившимся структурно-механическим особенностям строения продуктивного пласта. В результате - значительное различие преимущественности нагнетательных и продуктивности добывающих скважин как по площади, так и по разрезу эксплуатационных объектов, и как следствие, неравномерный охват заводнением.

Таким образом, для месторождений с порово-трещиноватыми типами пород-коллекторов характерно изменение продуктивности скважин в зависимости от раскрытости трещин, на которую, в свою очередь, влияет изменение эффективных напряжений при техногенном воздействии. Поэтому для решения этих вопросов необходимо определить основные направления развития системы трещин и изучить динамику их формирования и дальнейшего изменения в течение длительного времени с применением комплекса исследований, включающего индикаторные и гидродинамические методы. Причем данные исследования необходимо проводить до ГРП, в процессе создания трещины и после проведения ГРП, а также при освоении нагнетательных скважин и изменении режимов их работы. Это позволит эффективно планировать, а возможно, и управлять пространственно-временными изменениями фильтрационных свойств терригенных коллекторов для повышения эффективности эксплуатации скважин.

Многочисленные исследования (Баренблатт Г.И., Батурин Ю.Е., Вартанян Г.С., Гаттенберг Ю.П., Голф-Рахт Т.Д., Гуднайт Р., Желтов Ю.П., Клыков В.А., Матушевич В.М., Медведский Р.И., Поллард П., Телков А.П. и др.) посвящены вопросам деформирования трещин терригенных коллекторов при эксплуатации скважин и изменении их фильтрационно-ёмкостных свойств при интенсивных геодинамических и технологических процессах.

В настоящее время на территории Западной Сибири в разработку вводятся месторождения со сложным геологическим строением, обусловленным резкой изменчивостью и неоднородностью по площади и разрезу. Принципы разработки таких залежей нефти детально не отработаны и требуют научного изучения и обоснования. Основная проблема - низкая продуктивность скважин, обусловленная низкими фильтрационно-ёмкостными характеристиками пластов, сильной зональной и послойной неоднородностью их геологического строения, усиливающейся наличием техногенной трещиноватости. Очагами техногенных деформаций в продуктивных пластах становятся естественные трещины различного генезиса в результате бурения, нагнетания воды, изменения пластового давления при отборе пластовых флюидов и проведении ГРП.

Как показывает анализ данных гидродинамических исследований скважин Омбинского месторождения (по данным Карнаухова А.Н., 2007), в пласте фактически формируется система трещин, распределенных в соответствии с полем напряжений, изменяющимся в процессе разработки. В этой связи рассмотрены теоретические аспекты изучения процесса образования вертикальных трещин (модель Желтова - Христиановича, модель KGD Гиртсма - Де Клерка, модель PKN Перкина - Керна - Нордгрена) [7]. Их анализ показал, что трёхмерная деформация отдельных слоев горной породы происходит с учетом деформации массива пласта в целом. Изучение процесса трёхмерной деформации и образования трещины при заранее неизвестной её границе является нерешенной задачей. Исследованиями Прэтса с применением методов моделирования установлено, что после ГРП в начале добычи безразмерная проводимость трещин вблизи скважин определяет начальную производительность и давление. Длина трещины не влияет на начальный дебит скважины. В более позднее время работы пласта эффективность ГРП будет определяться среднеарифметическим значением проводимости по всей длине трещин. Однако исследованиями Ландрума и Кроуфорда при изучении протяженных трещин было установлено, что наряду с увеличением проводимости пласта может снижаться эффективность вытеснения нефти из залежи. Практически горизонтальные трещины менее 0,036 средней длины пласта не влияют на эффективность вытеснения. Вместе с тем при длине 0,07 от средней длины залежи эффективность вытеснения уменьшалась до 15%, в зависимости от положения скважин на залежи.

С целью прогнозирования дебита скважины после проведения ГРП и оценки технологических операций воздействия на пласт А.Н. Карнауховым и А.П. Телковым (2000-е годы) проведена оценка степени практического применения некоторых решений Афанасьева Е.Ф. и др. о двух симметричных вертикальных трещинах, исходящих из скважины и полученных при помощи критерия Гриффитса условиях их устойчивости. Анализ решений о дебите скважины с вертикальной трещиной (в условиях плоской деформации) показал, что эффективность её работы по сравнению со скважиной с горизонтальным окончанием

возрастает с увеличением протяженности трещин и уменьшением площади дренирования, т.е. при уплотнении сетки размещения трещин разрыва. Следует отметить, что сравнительная оценка эффективности горизонтальной скважины и вертикальной трещины одинаковой длины произведена сугубо на теоретической основе в предположении «нулевой» ширины трещины. Для реальной трещины эффективность, очевидно, существенно возрастет, что не согласуется с вышеуказанными выводами.

Промысловыми отечественными исследованиями (СевКавНИПИнефть) установлено, что величина объёма трещин в призабойной зоне пласта (ПЗП), образующаяся в процессе нагнетания жидкости, зависит от объёма естественной трещиноватости прискважинной зоны. При гидравлическом разрыве высокотрещиноватой зоны указанный объём является небольшим. При техногенной деформации зоны слабо развитой трещиноватости (низкой проницаемости) образуется система трещин, имеющая большой суммарный объём. Оценка состояния ПЗП, основанная на определении объёма трещин, образующихся (или раскрывающихся) в призабойной зоне пласта в процессе нагнетания в него жидкости, позволяет не только выбрать в каждом конкретном случае наиболее эффективный метод физико-химического воздействия на ПЗП, но и спроектировать технологию обработки, наиболее полно учитывающую особенности скважин.

Лысенко В.Д., Медведский Р.И., Экономидис М.Д. и др. обоснованно считают, что на эффективность гидроразрыва пласта оказывает влияние предшествующая история его эксплуатации. Соколовым В.С., Соколовым С.В. и Толстолыткиным И.П. при исследовании гидроразрывов пласта, проведенных в 1992-2000 гг. на месторождениях Нефтеюганского района было установлено, что при определенных условиях рост операций ГРП на отдельных месторождениях может оказывать негативное влияние на нефтедобычу. На снижение эффективности гидроразрыва оказали влияние факторы, в значительной мере относящиеся к условиям залегания месторождения и его литологии. Это обусловлено и структурой порового пространства гетерогенной системы продуктивного пласта, и различными капиллярными эффектами, возникающими на границах раздела воды, нефти. Например, при заводнении в гидрофильных породах в поровых разностях образуются целики капиллярно удерживаемой нефти размерами до десятков метров. Скорость вытеснения нефти из блоков в гидрофильном коллекторе существенно меньше величины её поступления из трещин. Адсорбционные явления могут со временем привести к полной гидрофобизации изначально гидрофильного коллектора. В этой связи особое внимание уделено изучению особенностей строения Омбинского месторождения, определяющих процесс вытеснения нефти из пласта и эффективных технологий по интенсификации отборов.

Для вовлечения дополнительных запасов и рентабельной разработки месторождений с низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами требуется проведение интенсификации добычи нефти уже на начальной стадии разработки. Одним из наиболее эффективных способов увеличения добычи является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Одновременно с этим для поддержания пластового давления используется технология заводнения пласта, в результате чего нефть вытесняется нагнетаемой водой под давлением [1]. Часто для достижения 100% компенсации отборов жидкости нагнетание воды производится при давлениях, превышающих давление разрыва породы, что приводит

к значительному увеличению при-емистости нагнетательных скважин. Данный факт связывают с образованием техногенной трещины (либо системы трещин) в районе нагнетательной скважины [2], что в свою очередь приводит к эллиптическому фронту нагнетания. Для расчета технологических показателей разработки месторождений (уровней добычи жидкости, нефти и воды, уровней закачки и т.п.) все чаще используются гидродинамические модели. Однако как эффект от гидравлического разрыва пласта на добывающем фонде, так и развитие техногенных трещин на нагнетательном моделируются обычно скин-фактором, без учета геометрии и направления трещин.

Существует 2 основных момента, на которые необходимо обратить внимание при моделировании процесса заводнения с техногенными трещинами: задание давления разрыва/развития техногенной трещины и использование в расчетах зависимости приемистости от давления нагнетания. Аналитически давление разрыва породы в нагнетательных скважинах можно получить, используя различные методики и корреляции, базирующиеся на результатах операций ГРП на добывающем фонде скважин и учитывающие в себе механические аспекты породы, термо- и пороупругие эффекты [3]. С теоретическим обоснованием зависимости приемистости от забойного давления, превышающего давление разрыва, дело обстоит не так очевидно. Был найден только один приближенный метод [4], основанный на интегральных законах сохранения энергии, выраженный формулой [1]:

$$\delta P^2 = \frac{\lambda \cdot 64khE'R\Delta P}{\mu h^4} \frac{\tilde{Q}}{ch(\tilde{Q}^{-1})}, \quad (1)$$

где $\delta P = P_{заб} - P_{пл}$ - перепад давления на трещине, Па;

$P_{заб}$ - забойное давление, Па;

P_f - давление в трещине, Па;

$\Delta P = P_f - P_{пл}$ - репрессия на пласт, Па;

$P_{пл}$ - пластовое давление на контуре питания, Па;

$\tilde{Q} = Q\mu/2\pi kh(\Delta P)$ - безразмерный расход жидкости, м³/сек;

Q - полный расход жидкости, м³/сек;

μ - вязкость жидкости, Па·с;

E' - плоский модуль Юнга, Па;

h - мощность пласта, м;

k - эффективная проницаемость, м²;

R - радиус контура питания, м.

Как утверждает в работе [4] расчеты по выше указанной формуле

хорошо согласуются с промышленными данными.

Для наиболее точного экспериментального определения давления разрыва используют так называемый метод пошаговой закачки (Step Rate Test). Суть его заключается в последовательном (пошаговом) увеличении скорости закачки жидкости в скважину и ожидания на каждом этапе стабилизации давления на забое (рис. 1, а). В отличие от записи индикаторной кривой метод пошаговой закачки – это исследование на неустановившихся режимах фильтрации. Кроме давления разрыва метод позволяет оценить такие параметры как среднее пластовое давление на контуре питания (рис. 1, б), проницаемость, скин и самое главное зависимость приемистости нагнетательной скважины от забойного давления.

Для рентабельной разработки месторождений (особенно с низкими фильтрационными свойствами) повсеместно применяется операция гидравлического разрыва пласта (ГРП), что приводит к увеличению отборов жидкости. Для сохранения целевой компенсации необходимо увеличивать объемы закачки, что часто достигается повышением давления нагнетания. Чрезмерное повышение может привести к развитию техногенных трещин на нагнетательных скважинах [5].

ТЕХНОГЕННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ЗАКАЧКЕ ВОДЫ В ПЛАСТ

Развитие техногенных трещин в нагнетательных скважинах имеет важные отличия от процесса образования трещин при ГРП. Во-первых, при операции ГРП одна из основных задач – это минимизация утечек жидкости в пласт, то время как для нагнетательных скважин такая цель не преследуется. Во-вторых, операция ГРП в настоящее время занимает

от нескольких часов до суток, а техногенные трещины могут развиваться и распространяться месяцы и годы. И, наконец, техногенно-образованная трещина не является закрепленной, в отличие от трещины, закрепленной проппантом при ГРП.

Однако при заводнении закачивается большой объём воды, что приводит к изменению не только поля давлений (пороупругий эффект), но и поля температур (термоупругий эффект), т.к. температура закачиваемой жидкости меньше температуры пласта. В свою очередь эти два эффекта приводят к изменению начального напряжения. Предполагая, что процессы деформации/разрушения горной породы подчиняются теории линейной упругости, возможно учитывать эти два эффекта независимо друг от друга.

Пороупругий эффект можно разделить на две составляющие: глобальный эффект (изменение среднего пластового давления) и локальный эффект (изменение поля давлений вблизи нагнетательной скважины).

Для учета термоупругого эффекта полезно оценить размеры, как зоны дренирования, так и зоны с пониженной температурой.

На рис. 2 представлена модель зоны дренирования при закачке. С точки зрения профиля температуры выделяются два региона: холодный, температура которого равна температуре нагнетаемой воды на забое скважины, и горячий, температура которого равна первоначальной пластовой температуре. Профиль температуры имеет разрыв при переходе из холодного региона в горячий. С точки зрения продвижения фронта заводнения также выделяются два региона: заводненный (нефтенасыщенность в котором равна остаточной нефтенасыщенности $K_{но}$) и незатронутый (нефтенасыщенность в котором равна $1 - K_{всв}$, где $K_{всв}$ – связанная

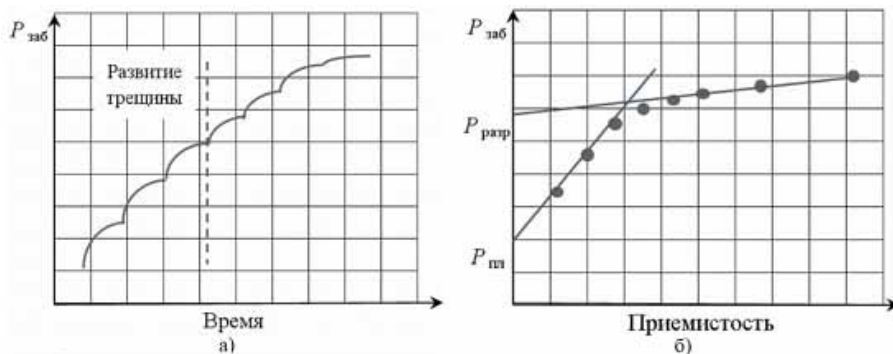


Рис. 1. Метод пошаговой закачки: а) процедура проведения; б) интерпретация (по данным [7]).

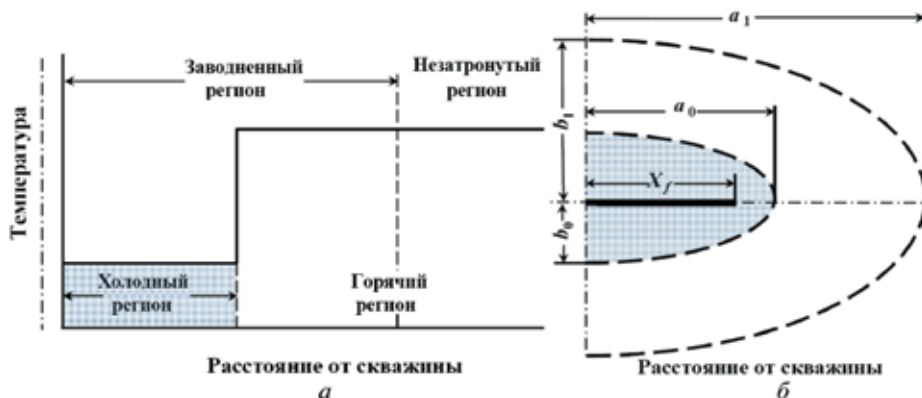


Рис. 2 Схема распространения фронтов заводнения и температуры. Сечение: а) вертикальное; б) горизонтальное (по данным [7]).

водонасыщенность).

Как известно, контур дренирования скважины с трещиной ГРП может быть описан эллипсом, главная ось которого направлена в сторону трещины ГРП, а фокусное расстояние равно полудлине трещины – X_f (рис. 2, б). Тогда объем заводненного региона V_3 может быть выражен через большую a_1 и малую b_1 полуоси следующим образом:

$$V_3 = a_1 b_1 h, \text{ м}^3 \quad (2)$$

В свою очередь значения a_1 и b_1 могут быть получены по формулам [7]:

$$a_1 = X_f(\sqrt{F_1} + 1/\sqrt{F_1})/2 \text{ и } b_1 = X_f(\sqrt{F_1} - 1/\sqrt{F_1})/2 \quad (3)$$

где

$$F_1 = \frac{2V_3}{\pi X_f^2 h} + \sqrt{\left(\frac{2V_3}{\pi X_f^2 h}\right)^2 + 1}. \quad (4)$$

С другой стороны, объем заводненного региона выражается формулой:

$$V_3 = \frac{W_{\text{зак}}}{\phi(1 - K_{\text{ис}} - K_{\text{ис}})}, \text{ м}^3, \quad (5)$$

где $W_{\text{зак}}$ – накопленный объем закаченной воды, м^3 ; ϕ – коэффициент пористости, д. е. Так, рассчитав объем заводненного региона по формуле (5) и подставив его в выражение (4), можно получить значения большой и малой полуосей эллипса (3).

При рассматриваемой модели объем «холодного региона» V_x полностью определяется законом сохранения энергии. Если также предположить, что передача тепла происходит только за счет теплопроводности (не берем в расчет конвекцию) и не происходит передачи энергии от выше и ниже залегающих горных пород, то

$$V_x = \frac{\rho_n C_n W_{\text{зак}}}{\rho_n C_n (1 - \phi) + \rho_n C_n \phi (1 - K_{\text{ис}}) + \rho_n C_n \phi K_{\text{ис}}}, \quad (6)$$

где ρ_n, ρ_n и ρ_n – плотности воды, нефти и скелета породы, $\text{кг}/\text{м}^3$;

C_n, C_n и C_n – удельные теплоемкости воды, нефти и скелета породы, $\text{кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$. Очевидно, что фронт заводнения будет эллиптическим (рис. 2, б), поэтому значения полуосей a_0 и b_0 могут быть получены по формулам, аналогичным формулам (3) и (4).

По описанной выше процедуре были оценены размеры зоны заводнения и холодного региона. В холодном регионе происходит изменение напряжений вокруг нагнетательных скважин и уменьшение давления разрыва $P_{\text{РАЗР}}$ [6, 8] на величину:

$$\Delta_T \sigma = \frac{\alpha E_s \Delta T}{F(1 - \nu_s)}, \quad (7)$$

где $\Delta_T \sigma$ – изменение напряжения из-за термоупругого эффекта, атм; α – линейный коэффициент теплового расширения, $\text{м}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$; E_s – статический модуль Юнга, ГПа; ΔT – разница пластовой температуры и температуры закачиваемой воды, $^\circ\text{C}$;

F – переменная, зависящая от параметров пласта (в нашем случае $F = 1,67 \cdot 10^{-4}$ [6, 8]);

ν_s – статический коэффициент Пуассона, д. е.

В качестве примера рассмотрим материалы, представленные в статье «Анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах Крапивинского месторождения» [7].

В июне 2010 г. на скважине № 471 было проведено исследование кривой падения давления глубинным манометром (рис. 3).

Выход на радиальный режим четко не прослеживается (сказывается интерференция соседних скважин), поэтому значение величины kh фиксировалось на уровне 20 мД·м по результатам анализа работы скважины при отработке на нефть (рис. 4).

Таким образом, скин-фактор равен – 5,75, полудлина трещины – 98 м, что еще раз доказывает рост длины трещины (на 28 м) при нагнетании. Оцененная длина трещины сопоставима с большой полуосью эллипса a_0 , т.е. трещина развивается в холодном регионе, что косвенно говорит о резкой смене градиента напряжения в районе границы между холодным и горячим регионами.

Таким образом, авторами (Н.Г. Главнов, Б.Б. Квеско, 2011) на примере центральной залежи Крапивинского месторождения (Томская область), было показано, что вероятной

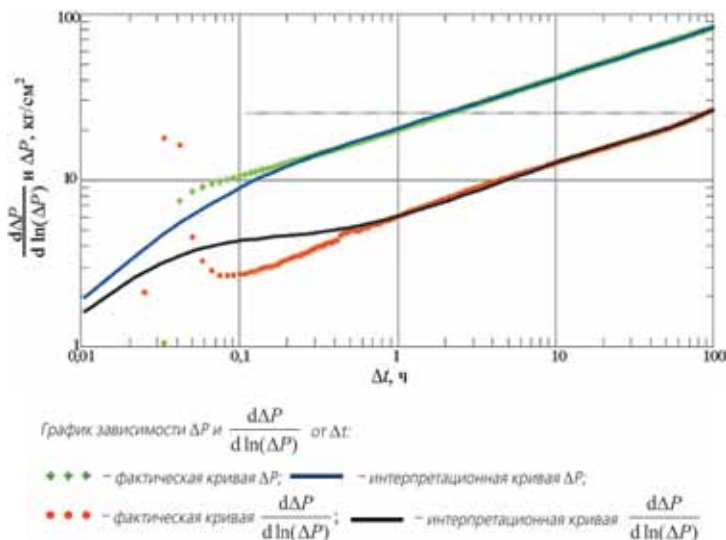


Рис. 3. График зависимости дельта P от дельта t (по данным [7]).

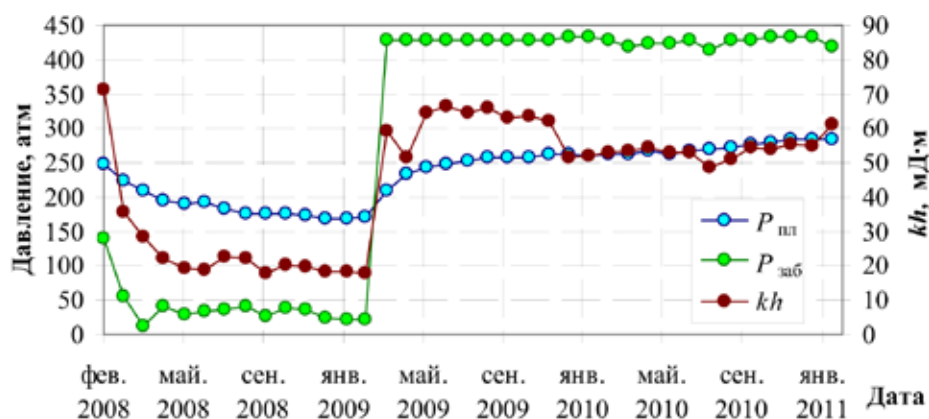


Рис. 4. Показатели работы скв. № 471 (по данным [7]).

причиной значительного превышения коэффициента приемистости над коэффициентом продуктивности является рост техногенных трещин на нагнетательных скважинах. По их мнению, давление разрыва на них зависит не только от среднего пластового давления, но и от температуры закачиваемой воды. Ими [7] также была представлена методика расчета радиусов зон дренирования и пониженной температуры. На примере скважины Центральной залежи Крапивинского месторождения Томской области было доказано развитие техногенной трещины при нагнетании выше давления разрыва.

Помимо примеров, приведенных выше, проблема, связанная с развитием техногенной трещиноватости, распространена повсеместно. Для большинства отложений Западной Сибири, характерны описанные выше проблемы, что усложняется необходимостью проводить специальные исследования по оценке изменения динамики движения флюида в пластовых условиях.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1) В настоящее время, основным методом повышения эффективности эксплуатации зонально-неоднородных пластов с порово-трещиноватым коллектором, являются гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи, а именно - циклическое воздействие, смена фильтрационных потоков, метод глубоких депрессий, ограничение закачивания воды. Все эти методы увеличивают вклад упругих и капиллярных сил, а также активизируют дилатационные процессы, приводящие к разветвлению трещинной системы.

На основании накопленной за последние десятилетия геологической информации, в частности, по резуль-

татам бурения и испытания глубоких скважин, Матусевичем В.М. и др. выявлена тенденция к структурной дифференциации геофлюидальных систем (ГФС), состоящих из иерархии дискретных деформационных блоков. В случае техногенных возмущений происходят разрядка концентрации напряжений, нарушения естественного поля напряжений в недрах, провоцируя возникновение короткоживущих структур деформации. Материалы гидродинамических испытаний скважин позволяют обнаружить изначально существующие системы каналов фильтрации, связанные с дискретной структурой фильтрационного пространства пород. С глубиной блоковая структура проявляется в более контрастной форме, особенно на объектах, подверженных интенсивным воздействиям (добыча нефти, закачка воды в продуктивные пласты). Образуются техногенные трещины, которые соединяют нагнетательные скважины с тектоническими разломами, а в дальнейшем, при неизменном давлении нагнетания, раскрываются и тектонические разломы.

Для добывающих скважин известны примеры, когда их забои попадали в разломы и накопленная добыча была в несколько раз больше, чем в других скважинах этого участка залежи. Так, например, ряд вертикальных скважин Самотлорского месторождения, оказавшихся в зоне разлома, за период своей работы с малопродуктивного пласта БВ-80, имеют отбор около 1,5 млн. тонн нефти и длительный период фонтанирования, что на порядок выше показателей всех окружающих ее скважин. И с другой стороны, горизонтальная скважин № 77170, пробуренная в зоне пересечения региональных и поперечных локальных нарушений,

прослеживаемых по фундаменту, не достигла проектного дебита, соответственно, имела низкую технологическую эффективность.

В работах Трофимова А.С. предложен способ адаптивной разработки месторождения углеводородов, имеющих многочисленные разрывные нарушения. Залежь разбураивают по избирательной сетке скважин (используя данные аэрогеофизических исследований, наземной сейсморазведки, квернометрии, темпа изменений поглощения бурового раствора), размещая добывающие скважины вблизи разрывных нарушений, а нагнетательные скважины за их пределами. Для более равномерного охвата пласта воздействием формируются очаги закачивания рабочего агента во внутреннюю часть нефтенасыщенной залежи, ограниченную разрывными нарушениями, причем учитывают изменение проницаемости и выбирают плотность сетки скважин обратно пропорционально найденной проницаемости с учетом ее анизотропии по разным направлениям, и в период отработки на нефть устанавливают взаимовлияние с окружающими скважинами. Для развития этого направления предлагается при техногенном изменении геологического строения залежи осуществлять выбор скважин для проведения ГРП. С этой целью проводятся: наблюдение за перемещением пластовых жидкостей и нагнетаемых агентов, контроль извлечения нефти системой скважин и определение фильтрационных и емкостных параметров продуктивных пластов; изучение геологического строения пласта в разрезе скважины. Для этого в исследуемые нагнетательные скважины закачивают индивидуальный трассирующий агент, с регистрацией его концентрации в добывающих скважинах на устье, в которых планируются геолого – технологические мероприятия. Определяют наличие, ориентацию и объемы трещин (разрывных нарушений), их проницаемость и гидродинамическую связь между скважинами терригенного коллектора.

Использование достоверной информации о геологическом строении залежи позволит принимать правильные решения по мероприятиям, направленным на увеличение добычи нефти, как на начальной стадии разработки, так и на разных этапах эксплуатации залежи.

Кроме вышеперечисленных методов, в последнее время автором [9–18] активно развивается направление деформационно-метасоматического

преобразования залежей углеводородов в процессе их разработки. Очевидно, что увеличение техногенных трещин при производстве ГРП способно существенно ускорить изменение фильтрационно-емкостных свойств объектов разработки.

2) Особенно актуально изучение геомеханического изменения трещиновато-кавернозных коллекторов [19–21, 23] в Восточной Сибири, являющейся наиболее перспективным регионом для восполнения ресурсной базы углеводородного сырья в России.

Необходимо тщательнейшим образом изучить характер и степень изменения раскрытости трещин, их направленность, распространение, густоту и пр., с целью оптимиза-

ции как бурения дорогостоящих скважин (более 300 млн. рублей), так и их разработки на оптимальной депрессии не допускающей критического смыкания трещин, выступающих в роли «поставщиков» нефти из глубин земли.

3) Если подтвердится гипотеза о полигенезе углеводородов [22, 24, 25] в трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах, то знание геомеханических свойств таких коллекторов позволит извлекать нефти существенно больше.

Данная проблема, несмотря на многочисленные исследования, несомненно, требует детальной проработки для различных типов коллекторов с использованием результатов лабораторных экспериментов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крейг, Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. – М.: Недра, 1974. – 189 с.
2. Nagoort, J. Waterflooded-induced hydraulic fracturing: Dphil. – Delft, 1981. 230 p.
3. Главнов Н.Г., Квеско Б.Б. Анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах Крапивинского месторождения / Современные технологии для ТЭК Западной сибирей: Матер. Всерос. научно-технической конференции. – Тюмень, 2011. – с. 69-74.
4. Построение расчетных моделей для оценки эффективности работы нагнетательных скважин при добыче углеводородов из сложнопостроенных коллекторов: отчет о НИР: Моск. обл. отд. АДА при МФТИ ВАКО «Союз»; исп. Извеков О.Я. – М., 2008. – 58 с.
5. Hongkui Ge, Yingsong Lin, Shanzhou Ma, Lili Song. Difference of rock elastic parameters under static and dynamic // Frontiers of rock mechanics and Sustainable Development in the 21 Century: Proceedings of the 2nd Asian Rock Mechanics Symposium – Beijing, September 2001. – Lisse, 2001. – p. 69–71.
6. Perkins T.K., Gonzalez J.A. The effect of thermo elastic stresses on injection well fracturing // SPE Journal. – 1985. – V. 25. – № 2. – p. 78–88.
7. Главнов Н.Г., Квеско Б.Б. Анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах Крапивинского месторождения // Известия Томского политехнического университета. – Томск: ТПИ, – 2011. – Т. 319. – № 1. – с. 162–166.
8. Главнов Н.Г., Лихтарев А.В., Анурьев Д.А., Молодых П.В., Чикишев А.Ю. Влияние приемистости нагнетательных скважин на положение зарезки бокового ствола // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 11. – с. 42–44.
9. Гладков Е.А. Теоретическая и практическая невозможность построения детальной фильтрационной модели на основе геологической модели // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», – 2009. – № 7-8. – с. 22-23.
10. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Трехмерная геологическая модель месторождения УВ на основе индивидуальной поскважинной адаптации // Газовая промышленность. – М.: ОАО «Газпром», 2010. – № 5. – с. 36-39.
11. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Разработка нефтегазовых месторождений, осложненная влиянием глубинных разломов // Региональная геология и металлогения. – М.: Министерство природных ресурсов и экологии РФ, – 2010. – № 41. – с. 100-106.
12. Гладков Е.А. Возможное изменение интервалов перфорации в гидродинамической модели по результатам ремасштабирования // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», – 2010. – № 9. – с.23-24.
13. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Преимущество наклонно-направленных скважин перед горизонтальными при разработке сложнопостроенного продуктивного пласта // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», – 2010. – № 10. – с. 22-24.
14. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Возможные проблемы при разработке Верхнеконского газоконденсатнонефтяного месторождения (Восточная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2010. – № 11. – с. 9–10.
15. Гладков Е.А. Влияние метасоматоза на разработку месторождений углеводородов // 1-й Российский Нефтяной конгресс: Матер. научно-практ. конф. – г. Москва, 14–16 марта 2011. – Москва, – 2011. – с. 90–93.
16. Гладков Е.А. Основные причины изменения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов при разработке месторождений углеводородов // Горные Ведомости. – Тюмень. ОАО «Сибирский научно-аналитический центр», – 2011. – № 7 – с. 60–63.
17. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Изменение фильтрационно-емкостных свойств залежей в процессе их разработки // Oil & Gas Journal Russia. – 2011. – № 9. – с. 75-79.
18. Гладков Е.А. Явление деформационно-метасоматического преобразования пород как следствие их онтогенеза // Концептуальные проблемы литологических исследований в России: Матер. 6-го Всероссийского литологического совещания. – г. Казань, 26–30 сентября 2011. – Казань, 2011. – Т.1. – с. 213–216.
19. Гладков Е.А. Особенности разработки трещиновато-кавернозных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность. – М.: ОАО «Газпром», – 2011. – № 8. – с. 36–38.
20. Гладков Е.А. Ускорение деформационно-метасоматических преобразований залежей нефти под влиянием техногенной трещиноватости // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», – 2012 - № 1 - с. 29-31.
21. Гладков Е.А. Необходимость учета деформационно-метасоматических преобразований залежей углеводородов в процессе их разработки // Нефтяное Хозяйство. – 2012. – № 2. – с. 46-49.

22. Гладков Е.А. Полигенное формирование трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность. – М.: ОАО «Газпром», – 2012. – № 2. – с. 8–11.

23. Гладков Е.А. Взаимосвязь геомеханики и деформационно-метасоматического изменения залежей углеводородов // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», - 2012 - № 2 - с. 54-56/

24. Гладков Е.А. Гипотеза о полигенезе углеводородов в трещиновато-кавернозных карбонатных коллекторах Восточной Сибири // Отечественная геология. – М.: Министерство природных ресурсов и экологии РФ, - 2012 - № 3. - с. 73-77.

25. Гладков Е.А. Вероятные ресурсы матричной нефти в Восточной Сибири // Газовая промышленность. – М.: ОАО «Газпром», - 2012 - № 6 (676) - с. 51-55.

УДК 622.276.1/4"712,8"

К оценке эффективности мероприятий по интенсификации отборов нефти при разработке нефтяных месторождений Пермского края¹

А.А. Ерофеев - ассистент

(Пермский национальный исследовательский политехнический университет)

Разработка нефтяных месторождений в северной и северо-восточной части Пермского края ведется совместно с освоением залежей Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС). При этом важной задачей является экологически безопасная разработка месторождений территориально совмещенных с ВКМКС, что достигается равномерностью процесса извлечения нефти за счет комплексной оценки степени выработки запасов и проектирования мероприятий по повышению отборов нефти. В связи с этим актуальным становится планирование и реализация геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на интенсификацию отборов нефти, позволяющих сократить сроки выработки запасов нефти и вести разработку нефтяных месторождений без существенного негативного влияния на калийные залежи.

Методы и технологии ГТМ подбираются с учетом величины остаточных извлекаемых запасов, известных ограничений на применение той или иной технологии, затрат на проведение мероприятий и других факторов. Подбор скважин-кандидатов для проведения ГТМ всегда должен осуществляться с учетом анализа проведенных ранее подобных мероприятий. Оценка эффективности мероприятия может быть выполнена по следующим критериям [2]:

- исходя из среднего прироста дебита скважины по жидкости и нефти, суммарной дополнительной добычи

нефти и продолжительности эффекта от проведения мероприятия;

- сравнение значений фильтрационных характеристик до и после мероприятия, так как большая часть ГТМ направлена на их увеличение.

В данной статье приводится оценка результативности мероприятий по интенсификации притока, позволяющая определять ожидаемую эффективность планируемых ГТМ по основным геолого-физическим и технологическим параметрам. Для анализа использованы данные гидродинамических исследований (ГДИ), позволяющие оценить состояния призабойной и удаленной зон пласта, и результаты проведения ГТМ на скважинах, эксплуатирующих залежи в карбонатных отложениях на Озерном, Сибирском, Уньвинском и Юрчукском месторождениях, территориально совмещенных с ВКМКС. Геолого-физическая характеристика рассматриваемых объектов приведена в табл. 1. Одним из наиболее распространенных геолого-технических мероприятий, проводимых на указанных объектах разработки, является кислотный гидроразрыв пласта (КГРП), применяемый для карбонатных коллекторов. Проведение КГРП на скважине в первую очередь должно быть направлено на улучшение состояния призабойной зоны пласта (ПЗП), что подтверждается уменьшением скин-фактора s и увеличением проницаемости ПЗП ($k_{уэл}$).

¹Работа выполнена при проведении исследований в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 годы

Таблица 1. Обобщенная геолого-физическая характеристика объектов разработки.

| №№ п.п. | Параметры | Сибирское | Уньвинское | Юрчукское | Озерное |
|---------|--|-------------|------------|-----------|---------|
| 1. | Тип коллектора | карбонатный | | | |
| 2. | Объект | Бш-Срп | Бш-Срп | Т-Фм | Фм |
| 3. | Пористость, % | 11 | 12 | 12 | 9 |
| 4. | Проницаемость, мкм ² | 0,024 | 0,052 | 0,046 | 0,054 |
| 5. | Расчлененность | 14,2 | 21,4 | 4,33 | 14,1 |
| 6. | Песчанистость | 0,4 | 0,35 | 0,2 | 0,18 |
| 7. | Давление насыщения нефти газом, МПа | 16,4 | 14,98 | 12,6 | 10,94 |
| 8. | Начальное пластовое давление, МПа | 21,3 | 19,4 | 22,2 | 18,2 |
| 9. | Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с | 1,94 | 1,45 | 1,75 | 1,13 |
| 10. | Плотность пластовой нефти, кг/м ³ | 772 | 766 | 774 | 729 |
| 11. | Газосодержание, м ³ /т | 118,6 | 90 | 94,7 | 138,9 |

В качестве примера на рис. 1 приведена динамика дебитов по нефти и жидкости скважины № 156 Сибирского месторождения, эксплуатирующей объект Бш-Срп. За период с 2008 по 2011 год в скважине было проведено несколько гидродинамических исследований с получением кривых восстановления уровня (КВУ). Результаты интерпретации ГДИ стандартным методом (касательной) [1] приведены в табл. 2.

В мае 2009 года на скважине был проведен КГРП, при этом был получен значительный прирост дебита по нефти (с 3,3 т/сут до 16,7 т/сут) без существенного изменения обводнённости продукции. После проведения ГТМ пластовое давление изменилось не значительно, в то время как забойное давление существенно снизилось (с 11,54 до 8,69 МПа), однако продуктивность по скважине увеличилась более чем в 2 раза.

Впоследствии коэффициент продуктивности постепенно снижался по мере уменьшения прироста дебита. После проведения ГРП наблюдается значительное улучшение фильтрационных характеристик пласта. В целом проведение мероприятия можно считать успешным, так как положительный эффект сохранялся почти 2 года, общая дополнительная добыча нефти составила около 2,8 тыс. т.

В табл. 3 представлены основные показатели эффективности КГРП, проводимых на скважинах рассматриваемых объектов в период с 2008 по 2011 гг. В результате проведения мероприятий получена существенная дополнительная добыча $Q_{доп}$ нефти (в среднем около 3 тыс. т). При этом только по 65% скважин наблюдается улучшение состояния призабойной зоны (уменьшение скин-фактора). Так же по результатам ГДИ до и после мероприятия выявлено увеличение

проницаемости $k_{узн}$ удаленной зоны пласта, что также свидетельствует об эффективности КГРП. Однако анализ промысловых данных показывает, что в различных геолого-физических условиях эффективность кислотных гидроразрывов существенно отличается, в том числе и по причине различия режимов работы скважин до ГТМ.

По представленным в табл. 3 данным построена зависимость дополнительной добычи $Q_{доп}$ нефти от коэффициента продуктивности скважины до

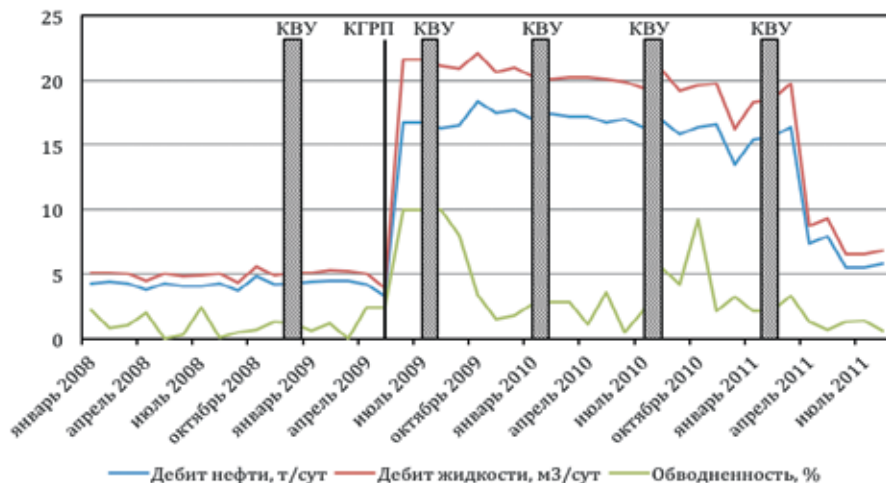


Рис. 1. Динамика дебита скважины № 156 Сибирского месторождения.

Таблица 2. Результаты интерпретации КВУ на скважине №156 Сибирского месторождения.

| Дата КВУ | До КГРП | После КГРП | | | |
|--|------------|------------|------------|------------|----------|
| | 24.12.2008 | 04.07.2009 | 28.01.2010 | 28.08.2010 | 17.02.11 |
| Продолжительность КВУ, мин | 355,8 | 403,7 | 411,6 | 430,2 | 408,0 |
| Дебит жидкости $Q_{ж}$, м ³ /сут | 5,1 | 21,6 | 20,3 | 20,8 | 18,5 |
| Забойное давление $P_{заб}$, МПа | 11,54 | 8,69 | 7,10 | 4,91 | 4,84 |
| Пластовое давление $P_{пл}$, МПа | 14,77 | 15,10 | 14,83 | 14,00 | 13,30 |
| Депрессия, МПа | 3,23 | 6,61 | 7,73 | 9,09 | 8,46 |
| Коэффициент продуктивности $K_{прод}$, м ³ /(сут·МПа) | 1,58 | 3,27 | 2,63 | 2,29 | 2,19 |
| Относительное изменение коэффициента продуктивности | 1,00 | 2,07 | 1,67 | 1,45 | 1,39 |
| Проницаемость пласта в удаленной зоне $K_{узн}$, мкм ² | 0,006 | 0,018 | 0,014 | 0,011 | 0,007 |
| Скин-фактор, s | -1,0 | -5,9 | -5,2 | -3,9 | -3,2 |

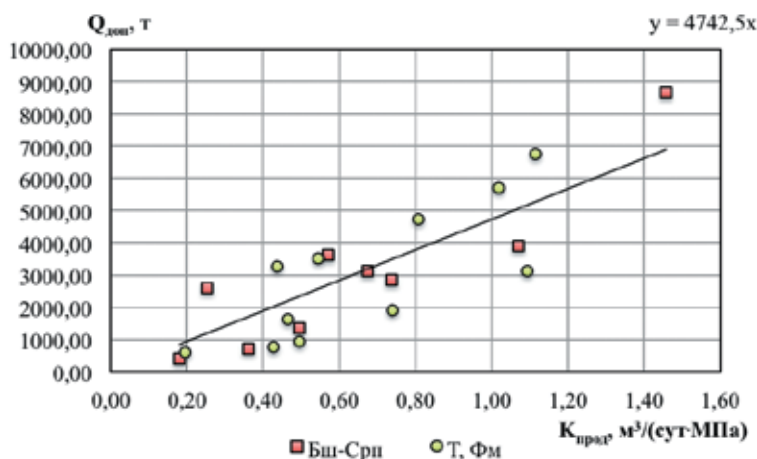


Рис. 2. Зависимость $Q_{доп}$ от $K_{прод}$.

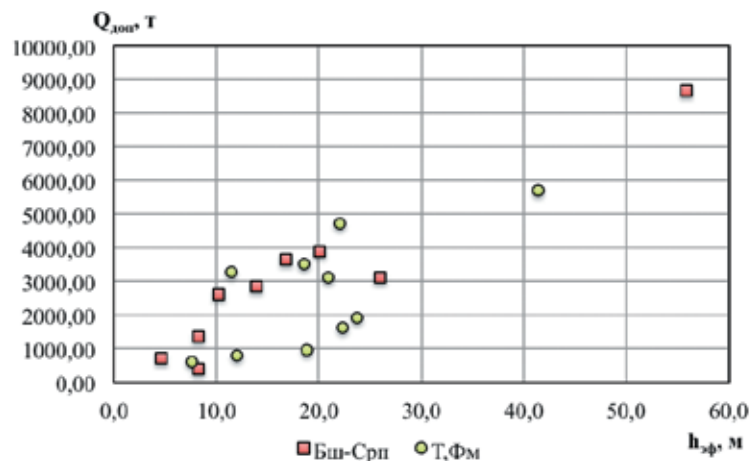


Рис. 3. Зависимость $Q_{доп}$ от $h_{эф}$.

проведения ГТМ (рис. 2). На рис. 3 представлен зависимость $Q_{доп}$ от эффективной нефтенасыщенной толщины $h_{эф}$ продуктивного пласта. Как видно из графиков с увеличением коэффициента продуктивности скважины и $h_{эф}$, получаемое количество дополнительно добытой нефти возрастает.

Выводы

1. Комплексная оценка эффективности проведения геолого-технических мероприятий включает в себя как оценку прироста дебита и величины дополнительной добычи нефти, так и оценку изменения фильтрационных характеристик пласта.
2. Получены зависимости, подтверждающие влияние продуктивности и эффективной толщины пласта на эффективность КГРП на скважинах, эксплуатирующих карбонатные залежи, приуроченные к ВКМКС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Обработка невосстановленных кривых восстановления давления методами касательной и детерминированных моментов давления // Нефтяное хозяйство. – М.: - 2011. – № 10. - с. 25-27.
2. Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Определение эффективности геолого-технических мероприятий по увеличению продуктивности скважин // Научные исследования и инновации. – 2010. – Том 4. - № 2. - с. 22-26.

Таблица 3. Эффективность проведения КГРП.

| № пп | № скв | Ме-сто-ро-ж-де-ние | Дата про-ве-де-ния КГРП | Эффективная нефтенасы-щен-ная тол-щи-на пласта $\Gamma_{эф}$, м | Пла-стовое дав-ле-ние, МПа | До КГРП | | | | | | После КГРП | | | | | | $Q_{доп}$ Т |
|------|-------|--------------------|-------------------------|--|----------------------------|------------------------|--|-------------|-------------------------------------|---|------------------------|--|-------------|-------------------------------------|---|--|--|----------------|
| | | | | | | Забойное давление, МПа | Проницаемость удаленной зоны, мкм ² | Скин-фактор | Дебит жидкости, м ³ /сут | Коэффициент продуктивности, м ² /(сут-МПа) | Забойное давление, МПа | Проницаемость удаленной зоны, мкм ² | Скин-фактор | Дебит жидкости, м ³ /сут | Коэффициент продуктивности, м ² /(сут-МПа) | | | |
| 1 | 38 | Озер-ное | 08.2008 | 12,0 | 6,69 | 3,65 | 0,0002 | 9,40 | 1,3 | 0,43 | | 0,0003 | 0,50 | | 778,0 | | | |
| 2 | 409 | | 04.2009 | 18,5 | 7,85 | 3,25 | 0,0001 | -2,80 | 2,5 | 0,54 | | 0,0010 | -4,50 | | 3516,2 | | | |
| 3 | 424 | | 05.2010 | 26,3 | 10,46 | 5,51 | 0,0010 | 0,60 | 2,3 | 0,46 | | 0,0118 | 6,00 | | 1618,6 | | | |
| 4 | 433 | | 07.2008 | 23,7 | 6,25 | 4,76 | 0,0010 | 4,10 | 1,1 | 0,74 | | 0,0010 | -2,70 | | 1900,8 | | | |
| 5 | 440 | | 07.2008 | 22,8 | 6,87 | 5,25 | 0,0010 | 3,50 | 0,8 | 0,49 | | 0,0010 | -0,20 | | 944,3 | | | |
| 6 | 449 | | 04.2009 | 20,9 | 8,38 | 6,46 | 0,0004 | -1,90 | 2,1 | 1,09 | | 0,0003 | -3,60 | | 3122,9 | | | |
| 7 | 456 | | 07.2008 | 22,0 | 11,82 | 7,61 | 0,0003 | -2,50 | 3,4 | 0,81 | | 0,0020 | -4,90 | | 4722,6 | | | |
| 8 | 469 | | 07.2008 | 41,4 | 9,16 | 5,88 | 0,0040 | 2,10 | 3,3 | 1,02 | | 0,0117 | -1,70 | | 5708,0 | | | |
| 9 | 143 | Си-бир-ское | 06.2009 | 8,2 | 16,20 | 8,93 | 0,0010 | -5,30 | 3,60 | 0,50 | | 0,0010 | -4,30 | | 1345,6 | | | |
| 10 | 156 | | 05.2009 | 13,9 | 16,30 | 10,20 | 0,0060 | -1,00 | 4,50 | 0,74 | | 0,0180 | -5,90 | | 2848,2 | | | |
| 11 | 514 | | 12.2010 | 26,0 | 16,70 | 8,68 | 0,0020 | -3,30 | 5,40 | 0,67 | | 0,0080 | -3,70 | | 3120,0 | | | |
| 12 | 515 | | 04.2009 | 20,0 | 16,30 | 10,50 | 0,0013 | -1,60 | 6,20 | 1,07 | | 0,0240 | 4,20 | | 3896,6 | | | |
| 13 | 547 | | 08.2010 | 10,2 | 16,80 | 5,31 | 0,0020 | -3,80 | 2,90 | 0,25 | | 0,0020 | -5,60 | | 2602,6 | | | |
| 14 | 583 | | 01.2011 | 8,2 | 16,70 | 7,29 | 0,0010 | -1,70 | 1,70 | 0,18 | | 0,0030 | 0,80 | | 401,4 | | | |
| 15 | 584 | | 07.2011 | 4,6 | 15,70 | 9,04 | 0,0020 | -3,40 | 2,40 | 0,36 | | 0,0020 | -3,10 | | 711,6 | | | |
| 16 | 510 | | 01.2011 | 55,8 | 15,50 | 8,91 | 0,0053 | -3,05 | 9,60 | 1,46 | | 0,0103 | -4,87 | | 8657,5 | | | |
| 17 | 567 | 12.2009 | 6,8 | 15,10 | 7,56 | 0,0089 | -4,50 | 4,30 | 0,57 | | 0,0550 | -4,90 | | 3636,2 | | | | |
| 18 | 854 | Юр-чук-ское | 04.2009 | 9,2 | 14,85 | 11,80 | 0,0020 | -4,30 | 3,4 | 1,11 | | 0,0700 | 8,80 | | 6757,6 | | | |
| 19 | 871 | | 08.2008 | 11,4 | 15,96 | 8,40 | 0,0001 | -1,10 | 3,3 | 0,44 | | 0,0020 | -3,00 | | 3263,3 | | | |
| 20 | 894 | | 07.2008 | 7,6 | 17,00 | 8,81 | 0,0010 | -4,20 | 1,6 | 0,20 | | 0,0040 | -5,20 | | 606,4 | | | |

Модифицированные битумы из нефтешламов

В.И. Идрисов – аспирант; А.М. Сыроежко – доктор хим. наук, профессор;
С.В. Дронов – канд. хим. наук, доцент

(Санкт-Петербургский государственный технологический институт - технический университет)

Введение

Современное состояние инвестиционного процесса в нефтегазовой отрасли России характеризуется все меньшими затратами предприятий на снижение техногенной нагрузки, с которой не “справляются” процессы естественного самовосстановления природных экосистем. Сложившаяся ситуация в области образования, использования, обезвреживания, хранения и захоронения отходов ведет к опасному загрязнению окружающей среды, нерациональному использованию природных ресурсов, значительному экономическому ущербу и представляет реальную угрозу здоровью современных и будущих поколений страны [2].

Характерной ситуацией современной России является примерно постоянный уровень вовлечения отходов во вторичное использование наряду с непрерывно увеличивающимися темпами добычи нефти [5].

Между тем, в результате добычи, хранения, и переработки нефти образуется значимое количество токсичных и трудноутилизируемых отходов, происхождение и состав которых различны. Наиболее многочисленными из них являются нефтяные шламы (нефтешламы), представляющие собой сложные системы, состоящие из нефтепродуктов, воды и минеральной части (песок, глина и т.д.). Состав шламов может существенно различаться, т.к. зависит от типа и глубины перерабатываемого сырья, схем переработки, оборудования, типа коагулянта и др. В основном, шламы представляют собой тяжелые нефтяные остатки, содержащие в среднем (по массе) 10–56% нефтепродуктов, 15–55% воды, 2–35% твердых примесей. Нефтешламы образуются в процессе эксплуатации нефтяных скважин, очистке сточных вод, содержащих нефтепродукты, чистке резервуаров с нефтью и нефтепродуктами, а также другого оборудования, ликвидации разливов на производственной территории.

Накопление нефтешламов осуществляется в специальных земляных отстойниках – шламонакопителях. При этом гидроизоляция дна и стенок не производится, и, как следствие, происходит фильтрация и проникновение экологически опасной жидкой фазы в окружающую среду. В шламонакопителях происходят естественные процессы – накопление атмосферных осадков, развитие микроорганизмов, протекание окислительных и других процессов, т.е. идет самовосстановление, однако в связи с наличием большого количества солей и нефтепродуктов при общем недостатке кислорода процесс самовосстановления протекает десятки лет [2]. Состав нефтяного шлама, хранящегося в шламонакопителях в течение нескольких лет, отли-

чается от состава свежего. Нефтяной шлам, образующийся в резервуарах для хранения нефтепродуктов, по составу и свойствам также отличается от нефтяного шлама очистных сооружений. Именно различие составов нефтешлама в пределах одного шламонакопителя обуславливает необходимость строительства установок, способных устойчиво работать в широком диапазоне свойств и состава питания.

На сегодняшний день не существует унифицированного способа переработки нефтешламов с целью обезвреживания и утилизации, однако любая подобная технология состоит из двух последовательных этапов: предварительной подготовки (обезвоживания и удаления механических примесей) и непосредственно переработки.

В качестве основных методов утилизации и обезвреживания нефтесодержащих отходов практикуются следующие:

- термические - сжигание в печах различных типов, получение битуминозных остатков;
- физические - захоронение в специальных могильниках, разделение в центробежном поле, вакуумное фильтрование и фильтрование под давлением;
- химические - экстрагирование с помощью растворителей, отверждение с применением неорганических (цемент, жидкое стекло, глина) и органических (эпоксидные и полистирольные смолы, полиуретаны и др.) добавок;
- физико-химические – применение специально подобранных реагентов, изменяющих физико-химические свойства, с последующей обработкой на специальном оборудовании;
- биологические – микробиологическое разложение в почве непосредственно в местах хранения, биотермическое разложение.

Широко распространенный промышленный способ ликвидации шламонакопителей, заключающийся в освобождении от жидкой фазы и засыпанию оставшегося шлама минеральным грунтом имеет целый ряд значительных недостатков и поэтому не может быть рекомендован к использованию.

Необходимо отметить, что наиболее перспективным способом утилизации нефтешламов является получение на их основе товарной продукции, находящей квалифицированное применение. При этом безусловный приоритет принадлежит безотходным технологиям, как наиболее экологичным.

Все указанные методы переработки нефтешламов являются достаточно затратными, и поэтому для создания рентабельного производства необходимо пользоваться методом, обеспечивающим в конечном итоге получение

продукции с высокой добавленной стоимостью [4]. Только подобные технологии могут покрыть расходы, связанные с удалением воды и механических примесей, которые неизбежно присутствуют в исходном сырье.

В рамках настоящего исследования предлагается технология получения модифицированных битумов из нефтешламов. В качестве модификатора используется резиновая крошка.

Традиционным сырьем для производства битумов является гудрон, представляющий собой остаточные высококипящие нефтяные фракции. Поскольку органическая часть нефтяных шламов также преимущественно состоит из тяжелых углеводородных фракций, то получение на их основе битумов посредством окисления оказывается возможным.

Экспериментальная часть

Для настоящего исследования были отобраны 4 образца нефтешламов – 2 пробы были взяты с Киришского НПЗ, и оставшиеся 2 пробы забирались на природоохранном предприятии “Полигон “Красный Бор”.

“Печь № 4”, полигон Красный Бор – Сырье № 1;

“Карта 68”, полигон Красный Бор – Сырье № 2;

“Пруд № 3”, Киришский НПЗ – Сырье № 3;

“Шламонакопитель”, Киришский НПЗ – Сырье № 4.

Физико-химические характеристики указанных образцов приведены в табл. 1.

Таким образом, для исследования нами были выбраны как значительно обводненные образцы, так и образец с незначительным содержанием влаги. В дополнение к этому, исследуемые вещества имели и различный фракционный состав (табл. 2).

Как видно из представленных данных, органическая часть образцов главным образом составлена из высококипящих углеводородных фракций, что делает возможным получение на их основе нефтяных битумов.

Для целей эксперимента была создана лабораторная колонная установка, на которой проводилось окисление образцов нефтешламов (рис. 1). Степень окисления сырья при этом оценивалась по

Таблица 1. Физико-химические характеристики используемых нефтешламов.

| Показатель Сырье | Содержание серы, % мас. | Содержание воды, % мас. | Зольность, % мас. | Вязкость условная при 80 °С | Плотность, г/см ³ | Содержание нерасворяющихся в толуоле, % мас. | Содержание серы в толуольном экстракте, % мас. |
|---------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------|-----------------------------|------------------------------|--|--|
| Сырье № 1 | 1,945 | 39,01 | 3,62 | 38,05 | 0,98 | 8,95 | 0,88 |
| Сырье № 2 | 0,82 | 0,458 | 0,13 | 1,57 | 0,892 | 1,33 | 1,9 |
| Сырье № 3 | 1,85 | 22,6 | 2,99 | 21,4 | 0,99 | 7,82 | 2,09 |
| Сырье № 4 | 1,17 | 29,7 | 0,667 | 3,36 | 0,936 | 2,46 | 1,69 |

Таблица 2. Фракционный состав образцов нефтешламов.

| Фракции | $t_{кип}$ при остаточном давлении, °С | $t_{кип}$ при атмосферном давлении, °С (пересчет) | Массовая доля, % масс. | Массовая доля фракции без учета воды и потерь, % масс. |
|-------------|---------------------------------------|---|------------------------|--|
| Сырье № 1 | | | | |
| Вода | - | 98-99 | 34,4 | - |
| 1-я фракция | 75-85 | 200-215 | 1,0 | 1,8 |
| 2-я фракция | 140-195 | 280-350 | 2,6 | 4,6 |
| 3-я фракция | 195-220 | 350-375 | 5,9 | 10,5 |
| Остаток | >320 | >450 | 46,8 | 83,1 |
| Потери: | | | 9,3 | - |
| Сырье № 2 | | | | |
| 1-я фракция | 90-145 | 195-255 | 3,8 | - |
| 2-я фракция | 145-195 | 255-320 | 7,8 | - |
| 3-я фракция | 195-240 | 320-375 | 14,6 | - |
| Остаток | >320 | >450 | 69,9 | - |
| Потери: | | | 3,9 | - |
| Сырье № 3 | | | | |
| Вода | - | 98-101 | 16,6 | - |
| 1-я фракция | 60-135 | 175-270 | 3,7 | 4,2 |
| 2-я фракция | 135-185 | 270-330 | 6,5 | 8,2 |
| 3-я фракция | 185-225 | 330-375 | 7,7 | 10,8 |
| Остаток | >310 | >450 | 56,9 | 76,8 |
| Потери: | | | 8,6 | - |

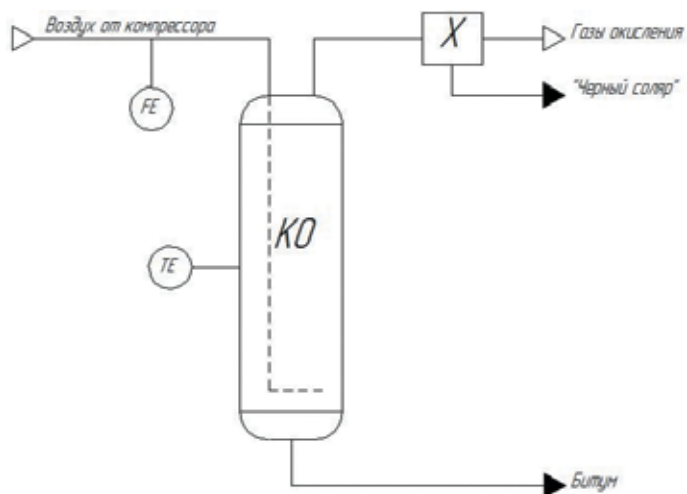


Рис. 1. Схема лабораторной установки по окислению нефтешламов.
X – холодильник, КО – окислительная колонна.

эксплуатационному показателю - температуре размягчения, определяемой по методу “кольца и шара” [3]. Перед окислением все образцы нефтешламов подвергались фильтрации и выпариванию с целью удаления воды.

Экспериментальным путем были выяснены оптимальные условия проведения окисления: температура 250 °С, расход воздуха 3,0 л/мин. С целью получения битумов разных марок в качестве варьируемого параметра было выбрано время окисления [3]. В соответствии с российскими нормативными документами [6, 7] температура размягчения для дорожных битумов должна лежать в интервале 35–53 °С, а для строительных – в промежутке 50–105 °С. В табл. 3 представлены характеристики битумов, полученных окислением различных образцов нефтешламов в течении 3 часов и 6 часов.

На рис. 2 представлен график изменения температуры размягчения битума по КиШ от времени окисления для образцов битумов № 2 и № 4.

С целью проверки соответствия полученного битума требованиям нормативной документации, в лаборатории ОАО “Асфальтобетонный завод № 1” был проведен комплексный анализ образца битума, полученного после 3 часов окисления образца нефтешлама № 1 (табл. 4).

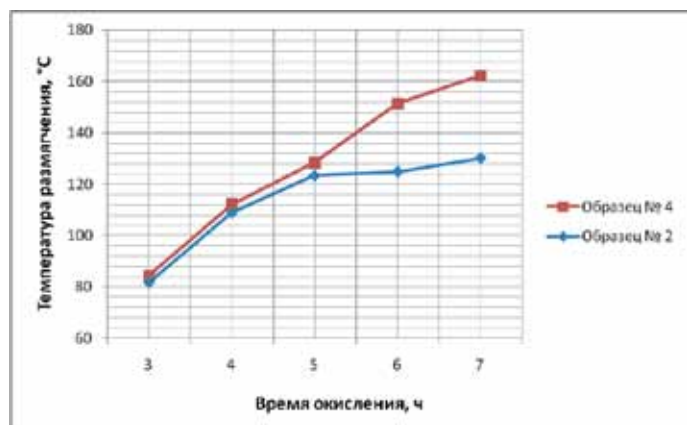


Рис. 2. Изменение температуры размягчения образцов № 2 и № 4 в зависимости от времени окисления.

Таблица 3. Температуры размягчения по КиШ образцов битумов, полученных при окислении образцов нефтешламов № 1-4 в течение 3 часов и 6 часов.

| Образец | Температура размягчения при $T_{\text{окисления}} = 3 \text{ ч}$, °С | Температура размягчения при $T_{\text{окисления}} = 6 \text{ ч}$, °С |
|-------------|---|---|
| Образец № 1 | 53,0 | 130,4 |
| Образец № 2 | 81,9 | 124,4 |
| Образец № 3 | 58,2 | 125,4 |
| Образец № 4 | 84,4 | 151,4 |

Представленные данные свидетельствуют о том, что полученный нами битум не соответствует нормативным требованиям по ГОСТ 22245-90 для битума марки БНД 60/90 по двум показателям – растяжимости при 25 °С и изменению температуры размягчения после прогрева [6]. Таким образом, битум, полученный посредством окисления нефтешлама, не может считаться товарным продуктом.

Для улучшения качества подобного битума нами предлагается использование резиновой крошки. Так, добавление такой крошки в количестве 5% по массе к полученному образцу битума улучшает его качество и, как результат, полученный модифицированный битум удовлетворяет всем требованиям ГОСТ 22245-90 для битума марки БНД 60/90. Дополнительным путем модифицирования является компаундирование битумов, полученных из различных нефтешламов.

Необходимо отметить, что добавление резиновой крошки в битум не способствует значительному его удорожанию, так как резиновая крошка сама является отходом, получаемым при переработке использованных автомобильных покрышек.

Полученный битум может быть использован при производстве битумных композиционных материалов, таких как битумные мастики и герметики. Благодаря низкой стоимости нефтешламов, полученные на их основе битумные композиционные материалы будут конкурентоспособны по цене, а их производство – рентабельно. Особенно актуальным представляется использование битумов, полученных из нефтешламов, для производства дорожных мастик, вырабатываемых в значительных количествах и имеющих высокую стоимость.

В качестве сырья для процесса могут быть использованы нефтяные шламы, содержание воды и механических примесей в которых находится в широком диапазоне, а аппаратное оформление процесса не отличается излишней громоздкостью и дороговизной. Немаловажным достоинством является и то, что реализация подобной технологии возможна по пути строительства локальных установок небольшой производительности, и, следовательно, относительно невысокой стоимости. В случае размещения подобной установки на территории размещения отстойника с нефтешламом реальной оказывается возможность

Таблица 4. Физико-механические показатели битума “Печь № 4” после 3 часов окисления.

| Наименование показателя | Нормативные требования по ГОСТ 22245-90 для БНД 60/90 | Фактические значения | Метод испытания |
|---|---|----------------------|--------------------------------|
| 1. Глубина проникания иглы, 0,1 мм, не менее, при: 25 °С 0 °С | 61-90 Не менее 20 | 84 - | ГОСТ 11501-78 |
| 2. Растяжимость, см, не менее, при: 25 °С 0 °С | Не менее 55 Не менее 3,5 | 18,8 - | ГОСТ 11505-75 |
| 3. Температура размягчения по кольцу и шару, °С, не ниже | Не ниже 47 | 53 | ГОСТ 11506-73 |
| 4. Температура хрупкости по Фраасу, °С, не выше | Не выше -15 | -28 | ГОСТ 11507-78 |
| 5. Сцепление с гранитом (Каменногорским) | Не норм. | - | ГОСТ 11508-74 |
| 6. Изменение температуры размягчения после прогрева, °С, не более | 5 | 12,8 | ГОСТ 18180-72 ГОСТ 11506-73 |
| 7. Изменение массы после прогрева, % масс | Не норм. | - | ГОСТ 18180-72 |
| 8. Глубина проникания иглы после прогрева при: 25 °С, % от первоначальной | Не норм. | 66 | ГОСТ 11501-78 |
| 9. Растяжимость после прогрева, см, не менее, при 25 °С | Не норм. | 8 | ГОСТ 11505-75 |

полной ликвидации многолетних крупнотоннажных накоплений и снижения экологической нагрузки в регионе. Кроме того, предлагаемая технология позволяет варьировать качество продукции в зависимости от состава используемого нефтешлама или потребности региона в продукции определенного сорта.

Таким образом, по целому ряду признаков предлагаемый нами метод и соответствующая ему технология утилизации и обезвреживания нефтешламов является более предпочтительными по сравнению с традиционными. Он привлекает не только своей безотходностью и экологичностью, но также и тем, что получаемый битум обладает достаточно высоким качеством.

В рамках данной работы предложен эффективный способ утилизации накопленных нефтешламов, получены образцы битумов различных марок из нефтешламов различного состава. Предложен универсальный дешевый модификатор – резиновая крошка, позволяющий доводить качество битумов до уровня, соответствующего нормативным требованиям. Полученные модифицированные битумы могут быть использованы для производства битумных композиционных материалов низкой стоимости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кучма М.И., Кириченко Л.Ф., Бондарь Н.А. Использование нефтяных шламов в технологии приготовления битумных вяжущих и асфальтобетонов. Тезисы докладов республиканской конференции “Ресурсосберегающие технологии, структуры и свойства дорожных бетонов”. Харьков, 1989 г., с. 18-21.
2. Мазлова Е.А., Мещеряков С.В. Проблемы утилизации нефтешламов и способы их переработки. – М., 2001. – с. 84-92.
3. Гун Р.Б. Нефтяные битумы. – М.: Химия, -1989. – 432 с.

4. Черных О.В., Пурьгин П.П., Котов С.В. Исследование возможности получения дорожного битума путем окисления нефтешламов // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – Самара: -2009. – № 1. – с. 234-237.
5. Юльtimiрова И.А. Проблемы утилизации нефтешламов // Налог. Инвестиции. 2009. – № 2. – с. 15-19.
6. ГОСТ 22245-90. Битумы нефтяные дорожные вязкие. Технические условия.
7. ГОСТ 6617-76. Битумы нефтяные строительные. Технические условия.

Возможности снижения агрегатной твердости горных пород

В.Д. Евсеев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой
А.В. Епихин – ассистент
(Томский политехнический университет)

Используя представления об избирательной физической адсорбции молекул жидкости на образующихся поверхностях растущей трещины нормального отрыва как причине снижения удельной свободной поверхностной энергии и прочности твердых тел, исследователи эффекта П.А. Ребиндера были вынуждены называть действие некоторых жидкостей на прочность неорганических диэлектриков «исключительным», «особым». Например, в [1] действие нитробензола на эффективную энергию разрушения стекла было квалифицировано как исключительное на том основании, что, имея величину относительной диэлектрической проницаемости $\varepsilon = 36$, нитробензол должен был обеспечить величину эффективной энергии разрушения стекла, располагающуюся между энергией разрушения стекла в присутствии этилового спирта $\varepsilon = 25$ и в присутствии воды $\varepsilon = 81$. Но эксперимент это не подтвердил: величина эффективной энергии разрушения стекла в присутствии нитробензола расположилась между значением эффективной энергии разрушения в присутствии изоамилового спирта $\varepsilon = 14,7$ и в присутствии вазелинового масла $\varepsilon = 2,1$. Такое действие нитробензола было названо «исключительным».

В рамках зависимости $\sigma = \sigma(\varepsilon)$ следовало ожидать, что в присутствии более полярного, чем вода, формамида ($\varepsilon = 111,5$), прочность стекла будет меньше, чем в присутствии воды. Эксперимент [2] это не подтвердил. Появилось «исключительное» действие формамида на прочность стекла.

Действие воды на прочность стекла в [3] было квалифицировано как особое на том основании, что вода, не выделяясь среди 15 жидкостей по величине показателей различных физических свойств, снижает прочность стекла, тем не менее, на максимальную величину. Это действие воды было названо «особым».

Полагаем, такие эпитеты, характеризующие влияние жидкостей на прочность неорганических диэлектриков возникли из-за того, что изначально была неточно указана природа эффекта П.А. Ребиндера: не принималось во внимание электрическое заряжения возникающих свежих поверхностей растущих трещин при разрушении диэлектрических минералов. Факт электризации свежей поверхности не был известен при формулировании механизма адсорбционного понижения прочности, но начиная с 50-60-х годов прошлого века, он получил широкую известность: экспериментально фиксировалась эмиссия электронов высокой энергии, электромагнитная эмиссия, плотность электрических зарядов на свежей поверхности [4].

Учитывая факт электризации свежих поверхностей и вводя новые ключевые понятия, характеризующие влияние жид-

кости на разрушение неорганических диэлектриков (время релаксации электрических зарядов, создаваемое жидкостью в полости растущей трещины $\tau = \varepsilon \varepsilon_0 / x$, где ε_0 – электрическая постоянная, x – удельная объемная электропроводность жидкости, определяет способность жидкости влиять на прочность диэлектриков [5, 6]), можно объяснить приведенные выше особенности изменения прочности стекла в присутствии упомянутых жидкостей. В самом деле, согласно [7], нитробензол среди полярных жидкостей обладает малой электропроводностью, не соответствующей его большой величине ε . Вода уступает формамиду по величине ε , но она, в отличие от формамида, будучи в контакте со стеклом, вступает в обменные реакции с его поверхностью, это способствует значительному росту электропроводности водных растворов и обеспечивает максимальное снижение прочности стекла.

Подсчет времени релаксации электрических зарядов в полости трещины по приведенной формуле – лишь первое приближение к определению действующей величины времени релаксации электрических зарядов в полости трещины при проникновении в нее жидкости. Это связано с тем, что с продвижением жидкости вглубь трещины физические свойства жидкости изменяются вследствие утончения слоя жидкости и ориентирующего действия на него сближающихся сторон трещины [8].

Во всех упомянутых экспериментах инициировался рост трещин нормального отрыва при испытаниях диэлектрических образцов на растяжение, изгиб. Изменение напряженного состояния, в котором испытывается диэлектрик, усложняет картину влияния жидкости на разрушение.

Уверенность в способности буровых растворов увеличивать механическую скорости бурения введением в них понизителей твердости придавали результаты экспериментов [8-10], проведенных в лабораторных условиях. В цитируемых работах в образец горной породы в присутствии различных жидкостей вдавливался цилиндрический индентор с плоским основанием. Обнаружено, что неполярные жидкости не снижают твердость горных пород, измеренную при испытании в сухом воздухе, а полярная вода снижает, добавки химреагентов в воду способствуют дополнительно снижению твердости горной породы. При объяснении результатов экспериментов не обращалось внимание на то, что при вдавливании индентора под пятном контакта в горной породе формируется напряженное состояние, при котором возможности жидкости влиять на разрушение горной породы по сравнению со случаем разрушения образцов при одноосном растяжении, возрастают.

Горная порода под пятном контакта при вдавлении индентора находится в трехосном напряженном состоянии сжатия под действием напряжений σ_1 , σ_2 , σ_3 , вызванных контактным давлением [12, 13]. Ядро сжатия горной породы испытывает нагрузку, обозначаемую как ВД+ДС [14], где ВД – высокое гидростатическое давление, создаваемое шаровой нагрузкой $\sigma_{ср}$, ДС – деформация сдвига, вызванная действием девиаторной нагрузки.

Главные нормальные напряжения σ_1 , σ_2 , σ_3 достигают максимальных значений непосредственно под пятном контакта. По мере удаления от пятна контакта вглубь образца они уменьшаются и на глубине, равной радиусу индентора R , напряжения σ_1 , σ_2 становятся растягивающими. Это обеспечивает неоднородное уменьшение объема ядра сжатия, формирующегося под пятном контакта, с удалением от пятна контакта, под действием гидростатической компоненты напряженного состояния.

Гидростатическая нагрузка обеспечивает дробление породы с одновременным уплотнением и компактированием продуктов измельчения, увеличивающих зернограничное трение в элементах Сен-Венана и приводящих к потере сыпучести дисперсного материала в ядре сжатия, росту сопротивления сдвигу. Объемная деформация, вызываемая действием гидростатической компоненты $\sigma_{ср}$, имеет затухающий характер: стремится к предельному значению (для данного расстояния от пятна контакта), которому отвечает максимальная плотность раздробленных и спрессованных компонент породы.

Девиаторная компонента напряженного состояния стремится изменить форму и объем ядра в результате развития дилатанции. Касательное напряжение достигает максимальной величины на глубине $0,63R$ (при значении коэффициента Пуассона горной породы $0,3$). Иначе говоря, на глубине $0,63R$ и ниже возникают условия для растрескивания породы, развития объемной деформации, связанной с ростом трещин нормального отрыва, ориентированных вдоль направления действия вдавливающего индентора усилия, роста радиальных усилий, вызывающих вылом консоли. Это указывает на то, что область разрушения горной породы в ядре под пятном контакта невелика и доступ жидкости в нее ограничен вследствие того, что выше этой области расположена область сжатой горной породы.

Развитие дилатансионных трещин в нижней части ядра сжатия может вызвать недонасыщение горной породы жидкостью и, как следствие, снижение порового давления и дилатансионное упрочнение породы из-за увеличения эффективных напряжений. По этой причине перед проведением эксперимента необходимо не только выдерживать образцы породы в исследуемой жидкости, но и само вдавливание индентора в поверхность образца породы необходимо проводить при наличии слоя жидкости в области пятна контакта. Это обеспечит поступление жидкости в зону разрушения и приведет к снижению эффективных напряжений.

У жидкости, в присутствии которой происходит вдавливание индентора в горную породу, помимо эффекта П.А. Ребиндера, снижающего энергозатраты на разрушение [5, 6], появляются еще четыре возможности влиять на возникновение сдвиговой неустойчивости ядра сжатия и выкалывание породы:

- уменьшение зернограничного трения между зернами измельчающихся в ядре минералов,
- предотвращение компактирования продуктов измельчения,

- уменьшение сжимаемости дисперсионной среды бурового раствора при введении в него химреагентов.

- дилатансионное упрочнение породы.

Участие эффекта П.А. Ребиндера в разрушении ядра сжатия различно: в нижней части ядра, где происходит разрушение горной породы, жидкость будет влиять на разрушение в соответствии с изменением времени релаксации электрических зарядов в жидкости при проникновении ее в горную породу: диэлектрическая жидкость не облегчит разрушение, электропроводящая – может способствовать разрушению.

В верхней части ядра сжатия жидкость будет дренировать из области сжатия при росте осевого усилия и присутствовать здесь будет в виде тонких слоев (за исключением той жидкости, которая окажется изолированной в порах, не сумев дренировать). Физические же свойства тонких слоев полярных жидкостей аналогичны свойствам неполярных жидкостей [8]. В этой части ядра сжатия преимущества у электропроводящих жидкостей в снижении твердости горной породы с помощью эффекта П.А. Ребиндера нет.

Снижение зернограничного трения между зернами измельчающихся в ядре сжатия минералов и предотвращение компактирования продуктов измельчения может обеспечить повышение эффективности передачи осевого усилия на горную породу, окружающую ядро, и обеспечить выкол при меньшем осевом усилии, если будет выполнено условие: добавляемые в буровой раствор химические реагенты должны обеспечить тонким слоям жидкости в ядре сжатия малые сопротивления сдвигу и большие – сжатию.

Жидкость, находящаяся в формирующемся ядре сжатия и оказываясь при росте осевого усилия в изолированных порах ядра, становится очагом нестабильности, так как стимулирует развитие сдвиговой неустойчивости ядра сжатия: обеспечивает разрушение ядра путем межзернового адгезионного проскальзывания в условиях неравнокомпонентного всестороннего сжатия. Возникновение хрупкого выкола при вдавлении индентора в горную породу произойдет тем раньше (при меньшем осевом усилии), чем меньше коэффициент сжимаемости жидкости. И именно здесь вода имеет преимущество перед другими жидкостями и, в частности, перед неполярными. По величине коэффициента сжимаемости вода и неполярные жидкости отличаются: керосин – $76,8 \cdot 10^{-5}$ МПа⁻¹, ССl₄ – $91,6 \cdot 10^{-5}$ МПа⁻¹, бензол – $49,1 \cdot 10^{-5}$ МПа⁻¹, дистиллированная вода – $22,1 \cdot 10^{-5}$ МПа⁻¹ [15]. Добавление в дистиллированную воду различных солей обеспечивает не только рост электропроводности водных растворов, но и снижение коэффициента сжимаемости растворов, что будет стимулировать возникновение сдвигового разрушения породы при вдавлении индентора.

Каков вес приведенных механизмов в облегчении разрушения горной породы при вдавлении в нее индентора в лабораторных условиях [9-11], сказать невозможно без проведения специальных исследований. Но определенно можно сказать, что связывать изменение механических характеристик горных пород, определяемых вдавливанием индентора, только с эффектом П.А. Ребиндера, как полагали ранее [9-11], пока нет оснований.

Проведение лабораторных исследований, ставящих целью нахождение химической добавки, вводимой в воду для обеспечения максимального снижения твердости горной породы, сопряжено с неопределенностью: пропитывание образца горной породы водой, водными растворами в течение некоторого времени будет сопровождаться растворением

компонент горной породы в этих жидкостях. Результатом растворения может быть изменение электропроводности, коэффициента сжимаемости растворов вследствие перехода в растворы продуктов растворения компонент горной породы. В такой ситуации начальное значение этих величин, характеризующих воду, водные растворы, может ввести в заблуждение: пропитывание образца дистиллированной водой, например, может существенно увеличить электропроводность воды, заполнившей поровое пространство породы. Изменение электропроводности зависит от растворимости минералов, входящих в состав горной породы. Влиять на работу разрушения такой раствор будет уже не как диэлектрическая жидкость, а как электропроводящая. Оценка способности жидкости влиять на твердость горной породы по исходной величине электрического сопротивления жидкости – первое приближение к истинной оценке разупрочняющего действия жидкости. Такая оценка будет тем верней, чем менее растворимей компоненты горной породы в жидкости (растворе). Будет изменяться и электропроводность твердой компоненты горной породы в контакте с водой и водными растворами.

Это означает, что зависимость механических свойств горных пород, определяемых вдавливанием индентора в лабораторных исследованиях, от начальной электропроводности жидкости, раствора, будет скорее исключением, чем правилом. Такая зависимость может себя обнаружить при разрушении горных пород, в состав которых входят слабо растворимые в воде минералы.

Нами было проведено экспериментальное исследование влияния жидкостей различной начальной электропроводности на работу упругого деформирования $A_{д}$, работу разрушения $A_{р}$, суммарную работу деформирования A , твердость H и условный предел текучести P некоторых горных пород (табл. 1-3). Использовались горные породы Таштагольского рудного поля: диорит, песчаник кварцевый полимиктовый с глинистокремнистым

Таблица 1. Изменение свойств диорита при вдавливании индентора в присутствии жидкостей. Площадь торца индентора $S = 2,54 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$.

| Раствор и его электрическое сопротивление, Ом | Характеристики горной породы | | | | | |
|---|---|------------------|---|---|------------------|----------------------|
| | $A_{д} \cdot 10^3, \text{ Н} \cdot \text{ м}$ | $P, \text{ МПа}$ | $A_{р} \cdot 10^3, \text{ Н} \cdot \text{ м}$ | $A \cdot 10^3, \text{ Н} \cdot \text{ м}$ | $H, \text{ МПа}$ | $H - P, \text{ МПа}$ |
| Воздух | 40,9 | 2268 | 72,0 | 112,9 | 3378 | 1110 |
| Вода дистилл., 50000 | 24,4 | 1983 | 52,9 | 77,3 | 2776 | 793 |
| Вода водопров., 1750 | 27,8 | 2069 | 46,5 | 74,3 | 2804 | 735 |
| Водн. раствор KCl, 14,6 | 29,4 | 2028 | 33,9 | 63,3 | 2618 | 523 |

Таблица 2. Изменение свойств кварцевого песчаника при вдавливании индентора в присутствии жидкостей. Площадь торца индентора $S = 2,07 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$.

| Раствор и его электрическое сопротивление, Ом | Характеристики горной породы | | | | | |
|---|---|------------------|---|---|------------------|----------------------|
| | $A_{д} \cdot 10^3, \text{ Н} \cdot \text{ м}$ | $P, \text{ МПа}$ | $A_{р} \cdot 10^3, \text{ Н} \cdot \text{ м}$ | $A \cdot 10^3, \text{ Н} \cdot \text{ м}$ | $H, \text{ МПа}$ | $H - P, \text{ МПа}$ |
| Воздух | 24,4 | 2264 | 119,6 | 144,0 | 4090 | 1826 |
| Вода водопровод., 1900 | 23,2 | 1896 | 26,3 | 49,5 | 2319 | 423 |
| Водный раствор олеата натрия, 10 г/л, 605 | 14,8 | 1522 | 19,1 | 33,9 | 2084 | 562 |
| Водный раствор Na_2CO_3 , 0,25%, 237 | 13,7 | 1581 | 18,8 | 32,5 | 2059 | 478 |
| Водн. раствор KCl, 16,7 г/л, 50 | 22,3 | 1794 | 23,7 | 46,0 | 2139 | 345 |

Таблица 3. Изменение свойств известкового алевролита при вдавливании индентора в присутствии жидкостей. Площадь торца индентора $S = 2,54 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$.

| Раствор и его электрическое сопротивление, Ом | Характеристики горной породы | | | | | |
|---|---|------------------|---|---|------------------|----------------------|
| | $A_{д} \cdot 10^3, \text{ Н} \cdot \text{ м}$ | $P, \text{ МПа}$ | $A_{р} \cdot 10^3, \text{ Н} \cdot \text{ м}$ | $A \cdot 10^3, \text{ Н} \cdot \text{ м}$ | $H, \text{ МПа}$ | $H - P, \text{ МПа}$ |
| Воздух | 22,0 | 1892 | 47,3 | 69,3 | 2755 | 863 |
| Вода водопровод., 2200 | 19,8 | 1752 | 33,5 | 53,2 | 2185 | 433 |
| Водный раствор Na_2CO_3 , 0,25%, 237 | 13,1 | 1378 | 18,8 | 31,9 | 1760 | 382 |
| Водный раствор сульфанола, 1,0 %, 150 | 18,6 | 1798 | 40,3 | 58,9 | 2418 | 614 |
| Водный раствор Na_2CO_3 , 2,5%, 35 | 14,2 | 1386 | 14,9 | 29,1 | 1661 | 275 |

цементом, известковый алевролит. Минералы, составляющие основу используемых горных пород (плаггиоклаз, кварц, кальцит) очень слабо растворимы в воде даже при повышенных температурах и давлениях [16].

Образцы горных пород изготавливались из ядер диаметром $58 \cdot 10^{-3}$ м, высота образцов $50 \cdot 10^{-3}$ м. Вдавливание индентора в образцы горных пород производилось на установке УМПГ-3.

Используемые жидкие среды наносились на поверхность образцов за 1 час до вдавливания индентора. В процессе вдавливания индентора в область пятна контакта добавлялась жидкость с помощью пипетки. Измерение электрического сопротивления водных растворов производилось с помощью моста переменного тока Р-577 на частоте 1000 Гц. Электроды измерительной ячейки изготовлены из платиновой жести.

Разрушение каждой горной породы вдавливанием индентора осуществлялось 8-15 раз. В таблицах 1-3 приведены средние арифметические значения измеряемых величин.

Оценка истинных значений величин и доверительный интервал производились с доверительной вероятностью 0,9. Изменение коэффициента вариации при определении твердости H горных пород в присутствии различных жидкостей составило (9,0-22,3)% - у диорита, (6,5-15,6)% - у песчаника, (9,5-20,5)% - у известкового алевролита. Изменение коэффициента вариации при определении условного предела текучести P : (2,9-32,3)% - у диорита, (2,5-18,1)% - у песчаника, (3,7-18,9)% - у известкового алевролита. Величина коэффициента вариации при определении энергоемкости вдавливания A горных пород: (26,5-43,0)% - у диорита, (7,8-29,9)% - у песчаника, (22,4-43,6)% - у известкового алевролита.

Результаты

Анализ результатов, приведенных в табл. 1-3, показывает, что каждая горная порода при вдавливании индентора ведет себя по-своему. При вдавливании индентора в диорит в присутствии воды, водного раствора хлористого калия происходит снижение работы разрушения A_p с уменьшением начальной величины электрического сопротивления используемых жидкостей (табл. 1). Работа упругой деформации A_d возрастает. Наблюдается симбатность изменения A_p и разности $H-P$. Между изменением величин A_d и P , A и H симбатности нет.

Вдавливание индентора в кварцевый песчаник в присутствии воды, водных растворов олеата натрия, Na_2CO_3 , характеризующихся снижением величины начального электрического сопротивления, привело к снижению как A_p , так и A_d . Но водный раствор хлористого калия, имеющий минимальную величину начального электрического сопротивления, вызвал отклонение от этой зависимости (табл. 2). Наблюдается симбатность изменения величин A и H . Величины A_d , P ; A_p и $H-P$ изменяются не симбатно.

Вдавливание индентора в известковый алевролит в присутствии водопроводной воды и водного раствора Na_2CO_3 различной концентрации показало (табл. 3), что снижение начального электрического сопротивления растворов сопровождается уменьшением работы разрушения A_p . Изменение величины A_d происходит с нарушением этой зависимости. Наблюдается симбатность изменения величин A_p и $H-P$, A_d и P , A и H . Вдавливание индентора в известковый алевролит в присутствии водного раствора сульфанола привело к отклонению от зависимости A_p от начального электрического сопротивления раствора, росту величин A_d , P , H .

Работа упругого деформирования у всех горных пород по сравнению с работой, затраченной на образование свежей поверхности, при переходе от вдавливания индентора в присутствии воздуха к испытанию в присутствии жидкостей, изменяется в меньшей степени: если величина A_d у диорита, песчаника, алевролита после пропитывания пород водопроводной водой снижается на 32,0%, 5,0%, 10,0%, соответственно, то A_p снижается на 35,4%, 78,0%, 29,2%, соответственно. Иначе говоря, изменение работы вдавливания A определяется в большей степени изменением величины A_p , чем A_d . Указанные изменения энергоемкости разрушения определяют следующие снижения твердости H диорита, кварцевого песчаника, известкового алевролита при испытании в присутствии водопроводной воды по сравнению с величиной, наблюдаемой при вдавливании индентора в сухие образцы: 17,8%, 43,3%, 20,7%, соответственно. Величина P снижается на 12,5%, 16,3%, 7,4%, соответственно. Изменение величины $H-P$ при указанных условиях вдавливания ближе к изменению A_p , чем A_d : 28,6%, 76,9%, 49,8%.

Обсуждение

Энергоемкость деформирования-разрушения горной породы при вдавливании индентора, величина твердости горной породы и условного предела текучести определяются процессами, протекающими на линейной (упругой) и нелинейной стадиях развития деформации. Нелинейный участок деформирования обеспечивает возникновение остаточной деформации в результате разрушения горной породы под пятном контакта. Именно на этой стадии деформирования развивается эффект П.А. Ребиндера, когда вдавливание индентора происходит в присутствии жидкости.

Так как в упругой области деформирования наблюдается только трансляционное перемещение и вращение минералов при отсутствии их разрушения (мы пренебрегаем разрушением, связанным с закрытием пор и трещин на начальной стадии вдавливания), то рост (или уменьшение) величины A_d естественно связать с увеличением (или снижением) трения на адгезионных границах минералов, куда проникают водные растворы. Полагаем, что такое же увеличение (снижение) трения происходит на межзеренных границах при разрушении минералов в ядре сжатия на нелинейном участке, т.е. в области действия контактного давления, превышающего условный предел текучести P .

Энергоемкость разрушения A_p на нелинейном участке деформирования при проведении эксперимента в присутствии электропроводящих растворов будет зависеть от способности тонких слоев растворов препятствовать компактированию измельченных минералов в верхней части ядра сжатия, и будет снижаться с уменьшением электрического сопротивления используемого раствора, который проникает в нижнюю часть ядра сжатия, где происходит разрушение горной породы.

Уменьшение зернограницного трения в совокупности со снижением энергозатрат на измельчение будет способствовать росту эффективности передачи осевого усилия на окружающую ядро сжатия горную породу и обеспечит вылом консоли при меньшем осевом усилии.

Рост зернограницного трения в совокупности со снижением энергозатрат на измельчение ухудшит эффективность передачи осевого усилия на окружающую ядро сжатия горную породу и приведет к росту твердости горной породы.

Изменение работы разрушения, твердости при вдавливании индентора в диорит в присутствии воды и водных

растворов, характеризующихся уменьшением начального электрического сопротивления (табл. 1), свидетельствует о том, что облегчение разрушения вследствие эффекта П.А. Ребиндера доминирует над ростом энергоемкости вследствие увеличения трения на границах зерен. Возможно, что рост зернограницного трения при вдавливании индентора в диорит в присутствии растворов вызвал нарушение симбатности изменения величин A и H .

При вдавливании индентора в кварцевый песчаник, известковый алевролит оба указанных процесса действуют в одном направлении: наблюдается снижение трения на границах разрушаемых минералов (снижение величины A_d) и энергоемкости разрушения A_p при уменьшении электрического сопротивления водных растворов. Выпадают из этой зависимости результат вдавливания индентора в песчаник в присутствии водного раствора хлористого калия (табл. 2) и водного раствора сульфанола (табл. 3) при вдавливании индентора в образец известкового алевролита: несмотря на малую величину сопротивления растворов наблюдается рост работы упругого деформирования A_d , рост работы разрушения A_p , и, как следствие, рост величин P и H .

Эксперимент показал, что поверхностно-активные вещества не имеют преимущества перед электролитами в снижении энергоемкости вдавливания: ни сульфанола, ни олеатнатрия не способствовали наибольшему снижению твердости горных пород.

Условия разрушения горной породы вдавливанием индентора в лабораторных условиях и на забое скважины отличаются кардинально. Если в лабораторных условиях образец горной породы проходит стадию подготовки к исследованию (удаление влаги), то на забое скважины разрушается горная порода, находящаяся изначально в контакте с электропроводящими водными растворами. Диэлектрические минералы, входящие в состав горной породы, в этом случае не свободны от абсорбционной влаги. Время релаксации электрических зарядов в таком диэлектрике будет существенно меньше, чем в диэлектрике,

прошедшем операцию обезвоживания. Поэтому релаксационный ток, текущий через твердую компоненту горной породы, уменьшит электростатическую компоненту работы разрушения, действуя параллельно с жидкой фазой.

Концентрация ионов в минерализованных водных растворах в горных породах меняется в большом диапазоне, обеспечивая изменение электропроводности в широких пределах: от 10^{-2} до 10^2 См/м [17]. Естественная электропроводящая влага горной породы будет влиять на релаксацию электрических зарядов, появляющихся на свежих диэлектрических поверхностях, совместно с фильтратом бурового раствора, проникающего в поверхностный слой горной породы забоя скважины при мгновенной фильтрации под действием перепада давления.

Буровой раствор на водной основе, будучи дисперсной системой, обладает значительной концентрацией ионогенных соединений, обеспечивающих ему большую электропроводность. Согласно [18], при концентрации солей, превышающей 5%, компонентный состав бурового раствора на его электропроводность уже «существенного влияния не оказывает». По этой причине дополнительное введение в буровой раствор ионогенных понизителей твердости не обеспечит увеличения электропроводности дисперсионной среды раствора, не вызовет прироста механической скорости бурения.

Выводы

Для облегчения разрушения горной породы при бурении скважины промывочная жидкость должна обеспечить не только релаксацию неравновесного электризованного состояния, возникающего при разрушении горной породы, но и создавать на поверхности разрушаемых минералов молекулярные слои, снижающие трение между разрушаемыми минералами. Если учесть, что первую задачу успешно выполняют электропроводящие водные растворы, присутствующие в горной породе, то буровой раствор должен обеспечить снижение зернограницного трения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Берденников П.П. Измерение поверхностного натяжения твердых тел // Журн. физ. химии. – 1934. – Т.5, № 2-3. – с. 358-371.
2. Китайгородский И.И., Копытов Л.Н. Влияние среды на возникновение и развитие поверхностных микрощелей деформируемого стекла // Докл. АН СССР. – 1963. – Т.149, № 3. – с. 580-582.
3. Бернштейн В.А., Шамрей Д.М. Характер окружающей среды и разрушение высокопрочного стекла // Физика твердого тела. М.: – 1970. – Т.12, № 1. – с. 196-202.
4. Евсеев В.Д., Яворович Л.В. Современное состояние проблемы оценки напряженного состояния горных пород по параметрам электромагнитной эмиссии // Геологическое и горное образование. Геология нефти и газа: материалы Междунар. науч.-техн. конференции «Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства» - Томск: Изд-во ТПУ, 2001. - с. 78-86.
5. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении неорганических диэлектриков и электрокогезионные явления // Изв. высш. учеб. заведений. Сер. Физика. – 1985. – № 2. – с. 29-35.
6. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород // Нефтяное хозяйство. М.: – 2011. - № 11. – с. 36-38.
7. Богородицкий Н.П., Фридберг И.Д. Высокочастотные неорганические диэлектрики. – М.: Советское радио, 1948. – 328 с.
8. Мецик М.С., Перевертаев В.Д., Любавин А.К. Диэлектрическая постоянная водных пленок // Поверхностные силы в тонких пленках и дисперсных системах. – М.: Наука, 1972. – с. 200-201.
9. Шрейнер Л.А., Садиленко К.М. Влияние жидкостей на деформирование и разрушение породы при вдавливании штампа // Механические свойства горных пород при вдавливании и их практическое использование. – М.: ВНИИОЭНГ, 1966. – с. 54-57.

10. Матвеева А.И. Механические свойства горных пород нефтяных месторождений Татарской АССР // Механические свойства горных пород при вдавлении и их практическое использование. – М.: ВНИИОЭНГ, - 1966. – с. 103-107.
11. Зорина Л.М., Филимонов Н.М. Влияние поверхностно-активных веществ на механические свойства горных пород // Межвуз. научно.-темат. сб. Уфим. нефт. ин-т. – Уфа: 1980. – № 7. – с. 56-59.
12. Эйгелес Р.М. Разрушение горных пород при бурении. – М.: Недра, 1971. – 232 с.
13. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин: учебник для вузов. – М.: Недра, 1994. – 261 с.
14. Селективное разрушение минералов / В.И. Ревнивцев, Г.П. Гапонов, Л.П. Зарогатский и др.; Под ред. В.И. Ревнивцева. – М.: Недра, 1988. – 286 с.
15. Субботина Е.П. Сборник физических констант и параметров. – Л.: Изд-во ЛГУ, - 1967. – 148 с.
16. Файф У. Флюиды в земной коре: пер. с англ./ У. Файф, Н. Прайс, А. Томпсон; Под ред. Б.Н. Рыженко, Л.И. Звягинцева. – М.: Мир, - 1981. – 436 с.
17. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М.: Недра, - 1975. – 344 с.
18. Давыдова Р.И., Дембицкий С.И. К оценке влияния компонентного состава промывочных жидкостей на ее электропроводность // Промывка и крепление скважин: Межвуз. научно-тематич. сб. – Уфа: изд. Уфимс. нефт. ин-та, 1987. – с. 30-33.
19. Ребиндер П.А., Щукин Е.Д. Поверхностные явления в твердых телах в процессах их деформирования и разрушения // Успехи физических наук. – 1972. – Т. 108. – № 1. – с. 3–42.

УДК 553.9 (571.5)

Конструкция скважин и технология бурения в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазоаккумуляции Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции

В.Б. Арчegov – канд. г-м. наук, доцент; Н.И. Николаев – доктор техн. наук, профессор
(Санкт-Петербургский государственный горный университет - СПГГУ)

Промышленная нефтегазоносность рифейских отложений впервые в мировой практике была установлена на Сибирской платформе. В 1973 г. на Куюмбинской площади (северное крыло Камовского свода Байкитской синеклизы) при опробовании скважине Куюмбинской-1 получен промышленный приток газа, а в 1976 г. - в скважине Куюмбинская-8 - мощный приток нефти. Эти открытия резко расширили стратиграфический диапазон нефтегазоносности Сибирской платформы и наметили новые направления нефтегазопоисковых работ. В начале 80-х годов открыто крупнейшее Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), в котором львиная доля запасов углеводородов (УВ) приурочена к верхам рифейской карбонатной толщи, подвергшейся сильным гипергенным изменениям и закарстованию во время длительного (сотни миллионов лет) предвендского перерыва в осадконакоплении [2] (рис. 1).

На юго-западе Сибирской платформы, где рифейские отложения наиболее полно представлены, общая толщина их превышает 3000 м. Они сложены, преимущественно, карбонатными породами, в разной обогащенными глинистым и песчано-глинистым материалом. Отдельные пачки

образованы терригенными и карбонатно-терригенными породами. В предвендское время отложения рифея были дислоцированы и подверглись глубокой денудации. На рифейских породах с угловым и стратиграфическим несогласиями залегают терригенные и сульфатно-терригенно-карбонатные отложения венда и кембрия. В результате этого разными скважинами, под залегающими практически горизонтально или слабодислоцированными толщами венда-кембрия, вскрываются разные горизонты рифея [2, 3].

С северо-востока на юго-запад, описывая дугу («бумеранг»), выпуклую к югу располагаются Куюмбинское газонефтяное (ГНМ – газ и нефть в рифейских отложениях), Юрубчено-Тохомское (НГКМ - нефть – в рифейских карбонатах, газ – в вендских песчаниках) и Оморинское газоконденсатное (ГКМ - продуктивные пласты приурочены к вендским отложениям) месторождения, образующие единую зону нефтегазоаккумуляции (ЗНГ), приуроченную к Байкитской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) (рис. 1).

Байкитская антеклиза протянулась в восток-северо-восточном направлении на 450 км при ширине до 225 км. Последняя оконтуривается изогипсой - 2,5 км

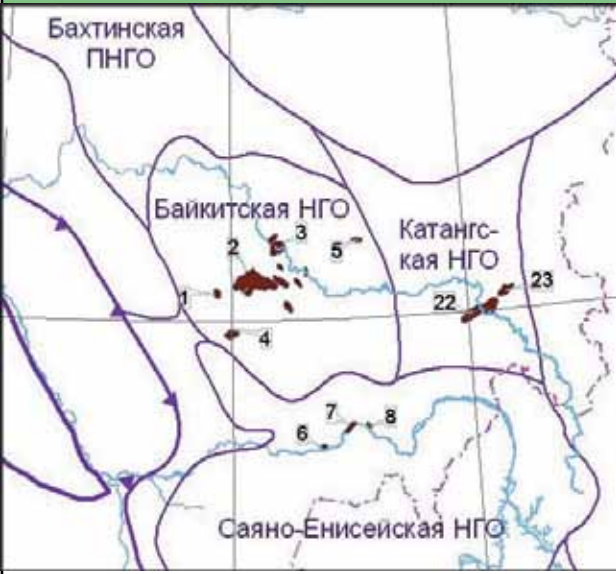
| Юрубчено-Тохомская и Собиноско-Пайгинская зоны нефтегазоаккумуляции и Саяно-Енисейская НГО | | Схема стратиграфического расчленения базальных горизонтов чехла Камовского свода | | |
|--|-------------------------|--|--|--|
|  | система | отдел | свита | |
| | кембрийская | ранний-средний | ангарская булайская усольская | |
| | венд | | тэтэрская собинская катангская оскобинская ванаварская | |
| | венд-рифей | | (тайгинская) | |
| | рифей | | терригенно-карбонатная толща | |
| | архей-ранний протерозой | | кристаллический фундамент | |
| <p><i>Юрубчено-Тохомская нефтегазоносная зона:</i> 1 – Оморинское ГКМ, 2 – Юрубчено-Тохомское НГКМ, 3 – Куюмбинское ГНМ, 4 – Камовское НГКМ, 5 – Шушукское НГКМ. <i>Собиноско-Пайгинская нефтегазоносная зона:</i> 22 – Собинская и 23 – Пайгинское НГКМ. <i>Саяно-Енисейская НГО:</i> 6 – Имбинское ГКМ, 7 – Агалеевское ГМ, 8 – Берембинское ГКМ.</p> | | | | |

Рис. 1. Нефтегазогеологическое районирование (НГТР) юго-западной части Сибирской платформы и геологический разрез базальных горизонтов чехла Камовского свода.

по кровле вендских отложений (наиболее удобный здесь для структурных построений уровень), амплитуда ее антиклинального перегиба составляет почти 1000 м. Сводовую часть антеклизы принято выделять под названием «Камовский свод»; он оконтуривается изогипсой – 2,0 км [3].

Кровля эродированных рифейских отложений конформна структуре вышележащих вендских отложений; к верхней части вскрытых рифейских отложений приурочены нефтяные месторождения массивного типа с субгоризонтальными водонефтяными контактами (ВНК); налицо региональный структурный контроль в их размещении.

Внутренняя структура продуктивных рифейский толщ резко дискордантна по отношению к вендской структуре: так, в западной части Юрубчено-Тохомской площади рифейские свиты залегают волнисто-моноклинально с общим воздыманием на север; в результате к предвендской эрозионной поверхности последовательно примыкают все более древние свиты. Особенно наглядно это видно на подконтактной геологической карте эрозионной поверхности рифея. В восточной части описываемой зоны и на Куюмбинской площади наблюдается более сложное и преимущественно блоковое прилегание разновозрастных свит рифея к поверхности размыва и несогласия [2, 3].

Длительность предвендского перерыва составляла по палеомагнитным данным не менее 500–600 млн. лет. Это согласуется с глубиной размыва рифейских толщ – к поверхности несогласия подходят нижне-среднерифейские метаморфизованные породы; здесь размыто было несколько тысяч метров средне-верхнерифейских отложений. Между рифейскими и вендскими отложениями по метаморфизму органического вещества наблюдается катагенетический скачок – от стадии АК до стадии МК₂ [4].

Практически на всех месторождениях нефти и газа Сибирской платформы, связанных с древним подсолевым комплексом, решающим является литологический фактор, когда независимо от других геологических показателей, в том числе, приуроченности к различным структурным формам осадочного чехла (антиклинальным поднятиям, структурным выступам, ступеням на моноклиналях и т.д.) и различным литологическим типам отложений (терригенным, карбонатным), основным показателем залежи служит показатель "коллектор-неколлектор" в объеме данного продуктивного горизонта [2, 5].

При относительно простой морфоструктуре залежей распределение продуктивных и непродуктивных участков в их пределах выглядит весьма мозаично. Значительно

варьируют величины заполнения продуктивного горизонта УВ, существенно различаются в отдельных скважинах уровни контактов - ГНК, ГVK и ВНК. Литологическая неоднородность разреза, невыдержанность продуктивности отдельных участков залежей свидетельствуют о связи подобного их строения с дизъюнктивной тектоникой и наличием отдельных блоков в структуре залежей, как современного, так и древнего заложения. Амплитуда этих тектонических нарушений, ограничивающих отдельные блоки, бывает незначительной, что затрудняет их выявление обычными геолого-геофизическими методами, в частности, сейсморазведкой [2, 3, 5]. В сочетании с палеотектоническими реконструкциями и результатами испытания скважин предлагаются блоковые модели геологического строения Куюмбинского ГНМ и Юрубчено-Тохомского НГКМ [1, 5].

Куюмбинское ГНМ является первым месторождением, где была доказана промышленная нефтегазоносность рифейских отложений не только в Восточной Сибири, но и в мире. На Куюмбинской разведочной площади пробурено 16 скважин. Газонефтяная залежь приурочена к структурному выступу северо-восточного простирания, осложненному серией продольных тектонических нарушений (рис. 2). Она связана с одним из центральных, более приподнятых его блоков. Разведанная площадь по своей геологической характеристике сходна с отдельными участками в восточной половине Юрубчено-Тохомского НГКМ. Основная более продуктивная часть месторождения может быть расположена на территории между скважинами № 4 и № 102. В скважине № 4 отложения рифея отсутствуют и отложения ванаварской свиты залегают непосредственно на породах фундамента. По аналогии со скважинами 1, 67 Юрубчено-Тохомского месторождения здесь также можно предположить наличие шовного сочленения по южному крылу выступа фундамента с карбонатными отложениями рифея, имеющими более благоприятные коллекторные свойства. Рассчитывать на полную аналогию с Юрубчено-Тохомским НГКМ, особенно по величине залежи, не представляется возможным, но все же этот участок заслуживает пристального внимания и дополнительного опоскования [1, 2, 5].

Юрубчено-Тохомское НГКМ - пробурено 80 поисковых и разведочных скважин, из которых лишь пять (№№ 1, 6, 9, 67, 112) вскрыли породы фундамента. Остальные скважины были остановлены в рифейских отложениях.

Месторождение приурочено к южному склону крупного палеоподнятия, в пределах которого рифейские отложения отсутствуют, а отложения венда залегают непосредственно на породах фундамента. Соотношение выступа фундамента с продуктивной частью месторождения явно шовное, очень резкое и высокоамплитудное. Это подтверждает промышленный приток газа, полученный из пород фундамента (скважина № 67). Хотя рифейские отложения здесь отсутствуют, раздробленные тектоническими движениями породы фундамента сами являются достаточно хорошим коллектором для газа [1, 2, 5].

В структуре месторождения отчетливо выделяются две ортогональные системы тектонических нарушений - северо-восточного и северо-западного простираний. И те и другие разделяют относительно поднятые и опущенные блоки. Западная часть месторождения имеет субширотное простирание и здесь нарушения северо-восточного направления являются продольными, а северо-западного - поперечными. Восточная часть месторождения - северо-западного простирания и продольными здесь оказываются уже нарушения северо-западной ориентировки. Продольные нарушения являются основными структурообразующими элементами (рис. 2).

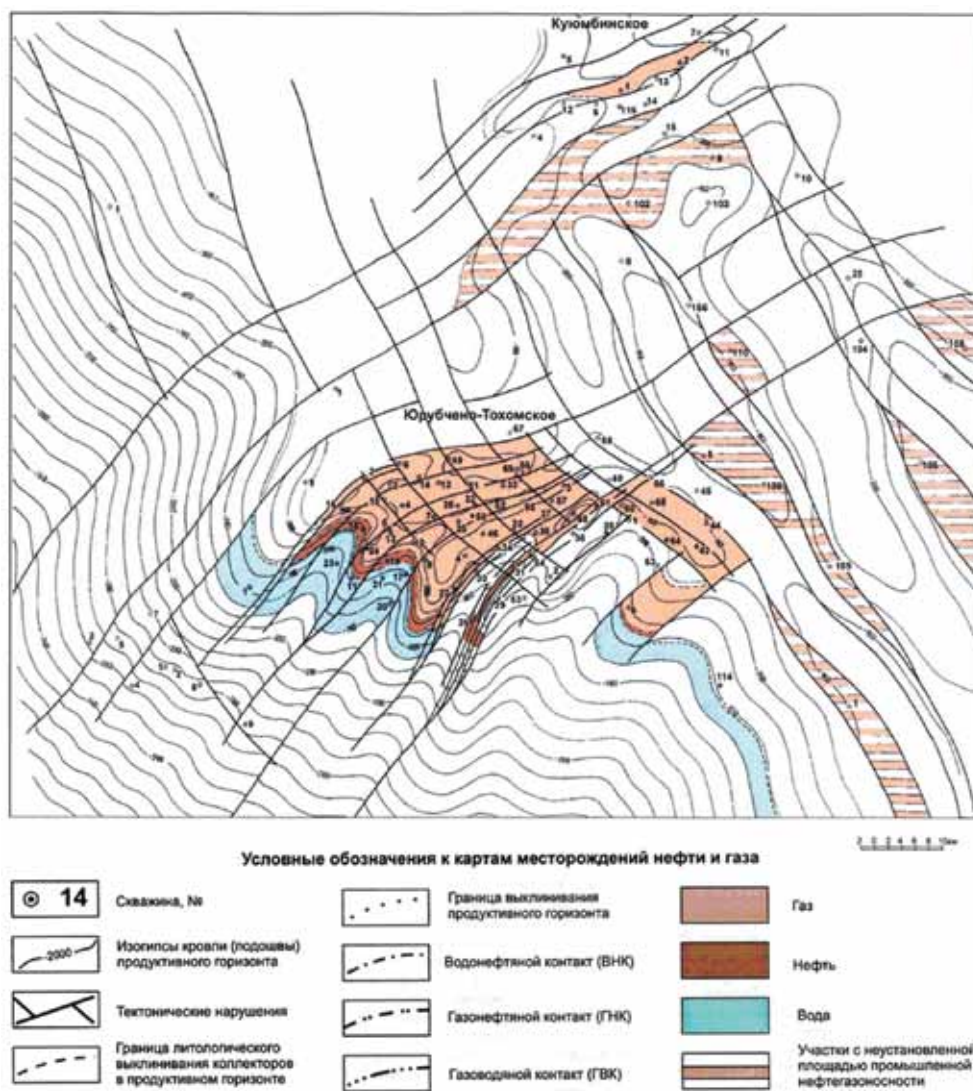


Рис. 2. Куюмбинское газонефтяное и Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождения. Структура поверхности рифейских отложений [1].

Общая геологическая структура месторождения достаточно проста. Это массивная залежь, приуроченная к рифейским карбонатным отложениям, перекрытая промышленно нефтегазоносны и перекрывающие рифей карбонатные отложения оскобинской свиты венда. Существенные различия уровней ВНК и ГНК в разных скважинах, неравномерное распределение продуктивности по площади, изменчивость в соотношении уровней распределения флюидов (газ, нефть, вода) по разрезу свидетельствуют об исключительной сложности внутренней структуры залежи.

Карбонатные породы рифея – типичный каверно-порово-трещинный коллектор, в котором промышленные притоки в скважинах обеспечиваются широко развитой их трещиноватостью.

Плотность бурения на месторождении различна - его западная половина оказалась более изученной. Отсюда вполне понятно, почему она охарактеризована более плотной сеткой тектонических нарушений. При сгущении сети глубоких скважин в восточной части месторождения могут появиться новые, более мелкие блоки, а структура может претерпеть существенные изменения. По степени промышленной значимости и в соответствии своему внутреннему геологическому строению месторождение четко делится на две части - западную и восточную. Западная, наиболее продуктивная часть месторождения и представляет собой собственно Юрубчено-Тохомское НГКМ.

Повышение продуктивности этой части определяется здесь следующим [1, 3, 5]:

- под поверхностью пострифейского несогласия залегают более чистые, лишенные терригенной примеси карбонатные породы средней части рифейского разреза, что повышает их емкостную характеристику;

- структура осложнена густой сеткой разрывов северо-восточного простирания, что создает повышенную трещиноватость пород и тем самым увеличивает их проницаемость. Характерны более высокие дебиты нефти и газа в скважинах и повышенный этаж промышленной нефтеносности, который постепенно сокращается в восточном направлении.

В восточной части месторождения промышленные притоки нефти и газа получены лишь в одиночных скважинах, значительно разбросанных по площади. Они связаны со стратиграфически более высокими частями рифейского разреза, где коллекторские свойства ухудшены за счет появления в карбонатах большой примеси глинистого материала. По-видимому, в этой части месторождения только на участках повышенной тектонической трещиноватости и могут существовать условия для получения промышленных притоков флюида. Контуры промышленной нефтегазоносности восточной части при существующей плотности бурения установить не возможно. Поэтому здесь выделены участки с неустановленной промышленной нефтегазоносностью. По этой же причине к таким участкам отнесено и Усть-Камовское месторождение, где оценка ресурсов осуществлена лишь по одной скважине.

При возможности детального опробования восточной части Юрубчено-Тохомского месторождения к заложению скважин необходимо подходить с крайней осторожностью, не увеличивая излишне шаг их заложения от пробуренных ранее продуктивных скважин. Здесь каждая новая скважина может дать совершенно иную геологическую и промышленную характеристики.

Оморинское ГКМ - пробурено 8 поисково-разведочных скважин. Промышленные притоки газа из отложений верхней части оскобинской и нижней части катангской свит получены при испытании в колонне лишь в одной скважине 2. Незначительные притоки газа в процессе испытания ИП получены еще в скважинах № 1 и № 8.

Газовая залежь месторождения приурочена к моноклиальному погружению вендских отложений в юго-западном направлении и литологически ограничена с северо-восточной стороны. Литологическое ограничение совпадает и связано с ярко выраженным разрывом северо-западного простирания.

Опыт проведенных на Сибирской платформе поисково-разведочных работ на нефть и газ показывает, что в условиях развития неблагоприятных коллекторов неизбежна повышенная мозаичность в распределении продуктивных и непродуктивных зон [3, 5].

Характеристики нефти и газа Юрубчено-Тохомской ЗНГН [2, 3]:

Таблица 1. Средний состав нефти.

| Плотность, г/см ³ | Содержание светлых фракций | Содержание асфальтена | Содержание смол | Содержание парафина | Содержание серы |
|------------------------------|---|-----------------------|-----------------|---------------------|-----------------|
| 0,825 | 100° - 0,0 150° - 13,7 200° - 26,0 250° - 37,0 | 0,12 | 5,1 | 2,05 | 0,2 |

Таблица 2. Физико-химические свойства нефти.

| Пластовая температура | Пластовое давление, МПа | Давление насыщения, МПа | Газосодержание м ³ /м ³ | начало кипения, °С | вязкость динамическая | Коэффициент сжимаемости |
|-----------------------|-------------------------|-------------------------|---|--------------------|-----------------------|-------------------------|
| 300° К | 21,39 | 18,73 | 136,22 | 75 | 1,42 | 18,96 |

Таблица 3. Средний состав газа.

| состав газа | метан | этан | пропан | бутан | пентан + высш. | гелий | Углекислый газ | азот |
|---------------------|-------|------|--------|-------|----------------|-------|----------------|------|
| Куюмбинский участок | 81,02 | 3,64 | 0,66 | 1,4 | 1,27 | 0,16 | 0,55 | 6,25 |
| Юрубченский участок | 81,44 | 6,02 | 1,7 | 0,39 | 0,5 | 0,18 | 0,36 | 8,86 |

Таблица 4. Основные параметры месторождений Юрубчено-Тохомской ЗНГН.

| Месторождения | Куюмбинское | Юрубчено-Тохомское | Оморинское | |
|------------------------------------|----------------------|--------------------------|--------------------|------|
| Категория крупности | среднее | крупное | мелкое | |
| Тип ловушки | структурный | структурный | литологический | |
| Тип коллектора | карбонатный | карбонатный, терригенный | терригенный | |
| Продуктивные отложения | рифейские | рифейские, вендские | вендские | |
| Количество пластов | 1 | 3 | 1 | |
| Интервал глубин залегания, м | 2150-2392 | 2305-2452 | 2400 | |
| Площадь нефтегазоносности (max) | 4,46 км ² | 535,5 км ² | 86 км ² | |
| Толщина эффективного коллектора | 50,2 м | до сотен м | 12,2 м | |
| Пористость, % | 1,1-1,7 | 15-20; 0,2-2,3 | 14 | |
| Пластовые: | температура, °С | 27 | 27-28 | 36 |
| | давление, МПа | 21,39 | 20,8-21,1 | 23,9 |
| Плотность нефти, г/см ³ | 0,829 | 0,824-0,883 | - | |
| Плотность газа по воздуху | 0,699 | 0,640 | 0,691 | |

Юрубчено-Тохомское, Куюмбинское и Оморинское месторождения расположены в относительной близости друг от друга, геологические разрезы их идентичны, представлены породами нижнего палеозоя и верхнего протерозоя, залегающими на близких глубинах [2, 3] (рис. 1, 2). Вследствие этого целесообразно рассматривать вопросы выбора конструкции скважин и технологии их проводки одновременно для всех месторождений.

Основными критериями, определяющими конструкцию скважин, являются:

- надежность и качество скважин, рассчитанных на многолетнюю эксплуатацию при максимальной производительности;
- возможность использования скважин для эксплуатации нескольких пластов;
- обеспечение безаварийной проводки скважин, достижение проектной глубины;
- соблюдение правил безопасности работ, технологических правил строительства скважин и стандартов по охране окружающей среды.

Конструкция скважин. Интервал 0-20 м представлен неустойчивыми четвертичными отложениями, которые необходимо перекрыть направлением диаметром 426 мм, спускаемым на глубину 30 м и тампонажным цементным раствором для «холодных» скважин до устья.

При наличии в разрезе мерзлых пород и в зимний период времени необходимо производить цементаж на 5% растворе хлористого кальция (магния). Такую же технологию тампонажа следует предусмотреть при цементировании кондуктора.

Интервал от 20 до 300-350 м (эвенкийская свита) представлен доломитами и известковистыми мергелями с включениями гипса и ангидрита, доломитами, долеритами, аргиллитами с включением ангидритов, склонными к обвалообразованию и поглощению бурового раствора.

Этот интервал (0-300-350 м) перекрывается обсадной колонной (кондуктором) диаметром 299 мм, цементируемым до устья с использованием цемента в соответствии с ГОСТ 1581-96. Башмак кондуктора необходимо устанавливать в нижней (наиболее устойчивой) части эвенкийской свиты.

Интервал от 300-350 до 2000-2200 м (ангарская, булайская свиты, верхнебельская и нижнебельская подсвиты, усольская свиты) представлены чередованием доломитов, каменной соли, глинистых и ангидридных доломитов, засоленных доломитов, долеритов, известняков и песчаниковидных известняков. Эта часть разреза характеризуется многочисленными осложнениями (поглощение бурового раствора, обвалообразование и кавернозность, сужение ствола скважин, не исключается возможность газопроявлений).

Для обеспечения безаварийной проводки скважин и качественного вскрытия продуктивных горизонтов, интервал от 0 до глубины 2000-2200 м обсаживается 219 мм промежуточной (технологической) колонной, башмак который устанавливается в плотные доломиты собинской

свиты (на 30-50 м ниже подошвы усольской свиты). Учитывая возможность вскрытия газовых горизонтов, цементаж технологических колонн производится до устья: на 200 м от башмака колонны чистым цементом и выше - раствором пониженной плотности в соответствии с ГОСТ 1581-96.

Интервал от 2000-2200 м до проектной глубины (2400-2600 м) представлен доломитами, доломитами с прослоями аргиллитов и аргиллитами собинской, катангской, оскобинской, ванаварской свит и рифея. Этот интервал перекрывается эксплуатационной колонной диаметром 146 мм, спускаемой от устья скважины до забоя (2400-2600 м). Цементаж обсадных колонн в нефтяных скважинах производится на 100 м выше башмака технической колонны, в газовых и разведочных скважинах соблюдается то же условие при использовании сварных труб или труб со специальными высокогерметичными резьбовыми соединениями.

Во всех остальных случаях (использование обычных обсадных труб в газовых и разведочных скважинах, в параметрических и опорных скважинах) цементный раствор поднимается до устья.

При спуске эксплуатационных колонн одной секцией и цементажом до устья, его необходимо производить в две ступени, располагая заливочную муфту на 100 м выше башмака технологической колонны, это позволяет максимально исключить тампонирующие продуктивных горизонтов. При цементаже используется цемент в соответствии с ГОСТ 1581-96.

На Юрубчено-Тохомском и Курумбинском месторождениях предусматривается следующая конструкция скважин:

- направление диаметром 426 мм – 0–30 м с цементажом до устья;
- кондуктор диаметром 299 мм – 0–300-350 м с цементажом до устья;
- промежуточная колонна диаметром 219 мм - 9–2000-2200 м с цементажом до устья;
- эксплуатационная колонна диаметром 146 мм - 0–2400-2600 м с цементажом на 100 м выше башмака технологической колонны или до устья в зависимости от ожидаемого продукта или назначения скважины.

Направление собирается из труб группы прочности «Д» с треугольной резьбой. Кондуктор, промежуточная и эксплуатационная колонны комплектуются трубами группы прочности и толщиной стенки в соответствии с расчетом с резьбовыми соединениями повышенной герметичности (ОТТМ, ОТТГ, ТБО). Для повышения герметичности резьбовых соединений используются смазки типа УС-1, Р-2МВП, Р-402.

Оснастка обсадных колонн включает направляющие башмаки, клапаны ЦКОД, центрирующие фонари, устанавливаемые по данным каротажных исследований, муфты ступенчатого цементирования.

Прочностные характеристики цементного камня, полученного из тампонажных материалов, используемых для крепления скважин, должны соответствовать ГОСТ.

Для управляемой ликвидации нефтегазопрооявлений и предотвращения открытого фонтанирования при проводке скважин, устья кондукторов и технических колонн оборудуются превентерными установками в соответствии с действующими правилами.

При проводке скважин используются следующие типы бурового раствора и поддерживаются параметры:

- бурение под направление и кондуктор: глинистый раствор плотностью 1130-1150 кг/м³, условная вязкость 30-50 сек., водоотдача 8-10 см³/30 мин.;

- бурение под промежуточную колонну: гидрогельмагниевого раствора плотностью 1200-1230 кг/м³, условная вязкость 35-50 сек, водоотдача 6-8 см³/30 мин;

- бурение под эксплуатационную колонну: полимерный, слабоминерализованный раствор плотностью 1050-1070 кг/м³, условная вязкость 5-6 см³/30 мин.

Крепление обсадных колонн производится с использованием отечественной тампонажной техники (ЦА-320М, ЦА-400, СМН-20, блоков манифольда БМ-700) или идентичной импортной. Контроль за процессом цементирования осуществляется станциями контроля цементирования СКЦ-1М.

Обвязка устья скважин производится колонными головками ОКК2-21- 324x245x146, ОКК2 - 35 - 324x245x146.

Технология заканчивания скважин. Получение максимального дебита зависит от качества проведения работ по заканчиванию скважин, определяющими факторами которых являются:

- способ первичного вскрытия пласта;
- сохранение естественных коллекторских свойств продуктивного пласта;
- технология вторичного вскрытия пласта;
- методика вызова притока и его интенсификации;
- технология задавливания скважины при необходимости проведения дополнительных работ по интенсификации.

Продуктивные рифейские отложения представлены трещинными или кавернозно-трещинными доломитами с распространенной субвертикальной трещиноватостью. Пластовые давления на 10-12% ниже гидростатических.

В таких условиях для первичного вскрытия используется полимерный слабоминерализованный раствор плотностью 1050-1070 кг/м³ с условной вязкостью 30-50 сек и водоотдачей 5-6 см³/30 мин. Раствор слабо проникает в коллекторы, препятствует проникновению в них мелкодисперсной выбуренной породы. Добавки ПАВ предотвращают прилипание частиц КМЦ к стенкам скважины, увеличивая гидрофобизацию пласта, не вызывая снижения его коллекторских свойств.

Возникающие при вскрытии продуктивных горизонтов поглощения бурового раствора ликвидируются закачкой глинистых паст с наполнителем. Режим бурения – щадящий, т.е. с минимально допустимой производительностью при промывке, снижением скорости спуско-подъемных операций, проведением промежуточных промывок скважины при спуске бурильного инструмента и эксплуатационной колонки.

Вторичное вскрытие продуктивных пластов после перекрытия их эксплуатационной колонкой и изоляции тампонажным раствором производится на очищенном от шлама буровом растворе, предусмотренном для проходки данного интервала, или на специальном растворе близком по своим свойствам пластовым водам данного стратиграфического интервала.

Перфорация производится кумулятивными перфораторами (ПКС-105, ПКС-80) с плотностью до 20-24 отверстий на 1 м продуктивного пласта.

Для уменьшения отрицательного воздействия на продуктивные пласты при наличии специального оборудования или перфораторов, спускаемых в скважину на насосно-компрессорных трубах, рекомендуется производить вторичное вскрытие пласта в условиях депрессии.

При получении притоков менее ожидаемых производится интенсификация притока одним или несколькими методами:

- воздействие на пласт ПГД-БК или АДС;
- воздействие на пласт вибрационным методом;
- обработка призабойной зоны ПАВ;
- установка солянокислотных ванн (СКВ) и солянокислотная обработка пласта (СКО) с закачкой кислоты в пласт (используется 15% соляная кислота);
- воздействие на пласт методом переменных давлений;
- гидравлический разрыв пласта (возможен с использованием в качестве жидкости разрыва соляной кислоты).

При работе испытателем пластов (ИП) на трубах необходимо учитывать, что продуктивные горизонты представлены трещиноватыми доломитами и при значительных депрессиях во время открытия клапана возможного смыкание трещин, что приведет к потере проницаемого пласта и отсутствию притока. Если принять во внимание, что приемлемая связь с продуктивным горизонтом появляется, как правило, после 2-3 кратных обработок пласта соляной кислотой, исследования, проводимые с помощью ИП на трубах, малоэффективны. Поэтому предпочтение при испытании скважин, в основном, следует отдавать испытанию объектов в колонне.

Рекомендации по направлению дальнейших поисково-разведочных работ в Юрубчено-Тохомской ЗНГН. На сегодняшний день практически подготовленным для последующего освоения эксплуатационным бурением является лишь западная часть Юрубчено-Тохомского НГКМ. В пределах этой площади (рис. 2) необходимо в ее

восточной части за счет небольшого объема разведочного бурения на участке между скважины № 6-Ведрешевской и скважины № 43 уточнить геологическое строение и промышленную ценность этой части месторождения.

В пределах Куюмбинского ГНМ представляется весьма перспективным провести опознание участка, расположенного между скважины № 4 и № 102, а также западнее их, где можно предположить наличие геологических условий развития рифейских коллекторов, сходных с геологическими условиями западной части Юрубчено-Тохомского НГКМ. Учитывая это предположение, участок рассматривается, как один из первоочередных для размещения здесь поисковых скважин.

На остальной части рассматриваемой территории выделены участки с неустановленной площадью промышленной нефтегазоносности (рис. 2), в пределах которых притоки нефти и газа были получены в единичных скважинах. Хотя геологические условия развития коллекторов в рифейских отложениях здесь существенно хуже, чем в пределах собственно Юрубчено-Тохомского НГКМ, а, следовательно, значительно более сложные условия для выявления и опознания залежей, нет оснований для негативной оценки этой территории. Следует учитывать, опираясь на опыт предшествовавших работ в пределах Сибирской платформы, что поиск и разведка относительно небольших по размерам залежей в условиях развития сложных коллекторов неизбежно требует значительных объемов буровых работ, а, следовательно, существенных финансовых затрат.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альбом месторождений нефти и газа в рифейских и венд-кембрийских отложениях Восточной Сибири. Красноярский край, Эвенкийский автономный округ, Иркутская область, Республика Саха (Якутия) / Под ред. М.Д. Белонина, В.Б. Арчегова. СПб.: ВНИГРИ, 2000. – 32 с.

2. Арчегов В.Б., Базанов Э.А., Забалуев В.В. Нефтегазоносность базальных толщ юго-запада Сибирской платформы (к проблеме нефтегазоносности базальных толщ древних платформ) // Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ: сравнительная геология, ресурсы и перспективы освоения. Первая Международ. Конф. Доклады. – СПб. ВНИГРИ. – 1998. – с. 109-115.

3. Арчегов В.Б. Проблемы освоения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления – перспективной для прироста запасов нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // «Нефтегазогеологический

прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России». Сборник материалов научно-практической конференции. 22-26 ноября 2010г., Санкт-Петербург. – СПб.: ВНИГРИ, 2010. – 456 с.:ил. – с. 104-108.

4. Баженова Т.К., Филатов С.С. Нефтематеринские свиты Сибирской платформы и отдельный прогноз нефтегазоносности. // Нефтегазоносные бассейны Западно-Тихоокеанского региона и сопредельных платформ: сравнительная геология, ресурсы и перспективы освоения. Доклады. – СПб. – ВНИГРИ. – 1998. – с. 101-108.

5. Базанов Э.А. Закономерности пространственного размещения и условий формирования нефтяных и газовых месторождений в рифейских и венд-кембрийских отложениях Сибирской платформы. // Блоковое строение земной коры и нефтегазоносность: Докл. Международ. Конф. ВНИГРИ. – СПб.,– 2001. – с. 29-35.

УДК 622.276.7:622.245.67

Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности ремонтно-изоляционных работ

Р.Р. Кадыров – доктор техн. наук, зав. лабораторией;
 А.С. Жиркеев – канд. техн. наук, с.н.с.; А.В. Патлай – инженер
 (ТатНИПИнефть)
 А.А. Савельев – директор департамента
 (ООО «СиАйрлайд»)
 Д.К. Хасанова – канд. хим. наук, с.н.с.; Е.Ю. Вашетина - инженер
 (ООО «Наука»)

Неизбежно стареющий фонд скважин всё чаще требует проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР). Для повышения эффективности актуальна задача совершенствования технологий ликвидации зон интенсивного поглощения.

Традиционным методом при ликвидации зон поглощения является применение различных наполнителей, быстрохватывающихся тампонажных материалов. Однако в большинстве случаев эту проблему удаётся решить только ценой неоправданных затрат, средств и времени.

В связи с этим разработана технология РИР с использованием цементоволокнистых материалов. Технология РИР с использованием цементоволокнистых материалов включает в себя использование цементного раствора, содержащего в себе волокнистый наполнитель. В качестве наполнителя используется волокно строительное микроармирующее (далее по тексту – волокно), которое позволяет увеличить эффективность мероприятий по герметизации нарушений, а также цементированию дополнительных колонн, хвостовиков и доподъему цемента за обсадной колонной при проведении работ в условиях поглощений.

Волокно представляет собой полимерные фибриллированные (высокоориентированные) фибры, изготовленные из термопластичных полимеров. Волокно имеет цилиндрическую форму. Общий вид и строение волокна представлены на рис. 1.

Цементные композиции с добавкой волокна отличаются специфическими свойствами: высокой подвижностью при закачивании в кольцевое пространство, высоким кольматирующим эффектом, при этом обеспечивается высокая трещиностойкость. Волокна в тампонажном камне, во-первых, уменьшают образование и распространение трещин усадки при твердении; во-вторых, они не позволяют образовываться и распространяться трещинам, обеспечивая перенос растягивающих напряжений через трещину, волокна, произвольно распределенные в цементном камне, перехватывают микротрещины во время их образования и сдерживают тенденцию их увеличения. Данный метод позволяет обеспечить повышение эксплуатационных показателей заколонного слоя, улучшая его физико-технические показатели и эффективность ремонтно-изоляционных работ.

Технологический процесс производства волокна предусматривает направленную физическую, химическую и

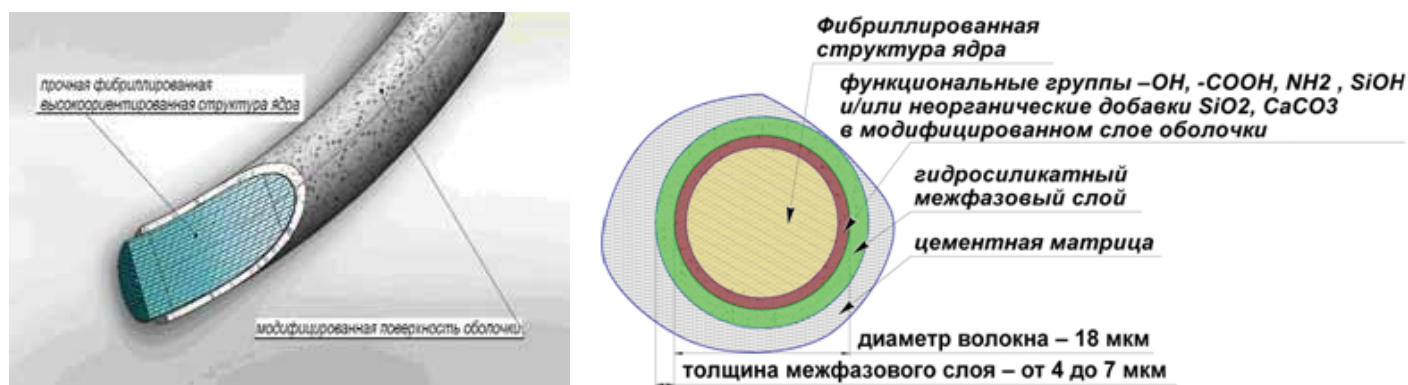


Рис. 1. Общий вид и строение волокна.

композитную модификацию с целью придания механической прочности волокну [1] и химической реакционной активности поверхности (оболочке) волокна к продуктам гидратации цемента. Эта наиболее существенная составляющая волокна определяет функциональное действие направленной кристаллизации цементного камня. Модификация полимера производится различными видами органических и неорганических соединений. Это придаёт поверхности волокна свойства, необходимые для равномерного диспергирования волокон в объёме цементного раствора и химического и механического взаимодействия волокна с дисперсными частицами новообразований, формирующихся при гидратации цемента.

Разработанный технологический процесс производства волокна обеспечивает наиболее плотную наполняемость поверхности и концентрацию молекулярных кластеров в привитом слое. Органические модификаторы оболочки содержат активные функциональные группы, имеющие гидрофильную «головку» (одну или несколько полярных групп типа гидро-, карбокси- и amino групп -ОН, -СООН, -NH₂, -SO₃H, -OSO₃H, -COOH и т.д.), способные реагировать с клинкерными минералами и продуктами их гидратации, и гидрофобный якорный «хвост», встроенный в основную углеводородную цепь. Вводимые органические и минеральные вещества в расплав полимера оболочки изменяют состав его функциональных групп, образуют дополнительные боковые цепи и шивки, изменения полярности и фазового состава поверхности. Располагаясь на поверхностях волокна в иницированном состоянии, затравки направленно воздействуют на процесс гидратации, формируя фибриллярные структуры и сростки кристаллогидратов вдоль волокна (рис. 2).

Эти межфазные системы составляют основу образующихся контактных зон, повышают концентрацию кристаллогидратов вблизи поверхности раздела фаз (волокно-цементный камень), что обеспечивает прочное сцепление волокна в цементных системах [2].

Важной частью проблемы создания новых цементных композиционных материалов является получение информации о межфазном физико-химическом взаимодействии цементной матрицы с поверхностью волоконного наполнителя, а также вопрос о влиянии этого взаимодействия на механические характеристики цементных композиционных материалов в целом. Интегральная прочность цементного композита в присутствии волокна определяется рядом факторов, где существенное значение приобретает величина адгезии матрицы к поверхности волокна и величина когезии межфазного слоя новообразований. При достаточно высокой концентрации и удельной поверхности волокон и также при соответствующей толщине и соответствующем минералогическом составе этого слоя начинает играть роль третья фазовая составляющая со своей зависимостью напряженно-деформационных характеристик. Теория межфазных явлений в цементных системах может рассматриваться как совокупность трех основных частей – адсорбции продуктов гидратации на поверхностях, адгезии новообразований к этим поверхностям и минералогического состава и свойств межфазного слоя на границе раздела цементная матрица – волокно. Параметры структурно дисперсного распределения волокна в объеме цементной матрицы определены в зависимости от концентрации волокна в объеме и геометрическими параметрами самих волокон [3]. Так как волокна, являющиеся носителя-

ми активных центров, имеют протяженную структуру и распределены в объеме цемента равномерно, то при оптимальной дозировке обеспечивают многоуровневую компоновку структуры, запуская механизм самоармирования.

Сущность применения технологии РИР с использованием цементоволокнистых материалов заключается в том, что тампонажный раствор с волокном образует подвижную смесь, которая способна проникать в поры и трещины пласта под избыточным давлением. В то же время фиброцементный раствор не растекается в порах и трещинах, создавая в устье полостей прочный тампон, что обеспечивает экономное расходование тампонажного раствора и сокращение потерь на поглощение пористыми пластами тампонажного раствора на 25-35%. При закачке в пористую среду волокно не оказывает существенного влияния на давление закачки. Волокна ориентированы вдоль закачиваемого потока и практически не оказывают сопротивления при закачке, в то время как при резкой смене направления движения потока волокна оказывают значительное сопротивление (до 10 МПа) в течение времени (обычно до 10 с), необходимого для переориентации волокон, что и обуславливает тампонирующее крупными каналами, трещинами и порами. Это также наглядно иллюстрируется истечением фиброцементного раствора через крупную металлическую сетку с размером ячейки 1,5×1,5 мм (рис. 3). Как видно из рис. 3, цементный раствор свободно протекает через сетку, а фиброцементный раствор задерживается на сетке, причём не за счёт механического забивания волокнами ячеек сетки, а за счёт структурной прочности фиброцементного раствора вследствие армирования цементного раствора волокном. В конечном счёте закупоривающая способность раствора с волокном в 3,5 раза выше, чем без волокна.

Для оценки физико-механических характеристик фиброцементного раствора в лабораторных условиях по стандартной методике согласно ГОСТ 26798.1-96 при температуре 20 ± 2 °С и атмосферном давлении были определены прочностные свойства балочек из цементного камня модифицированного волокном длиной 6, 12, 18 мм диаметром 22-35 мкм. Результаты испытаний представлены в табл. 1.

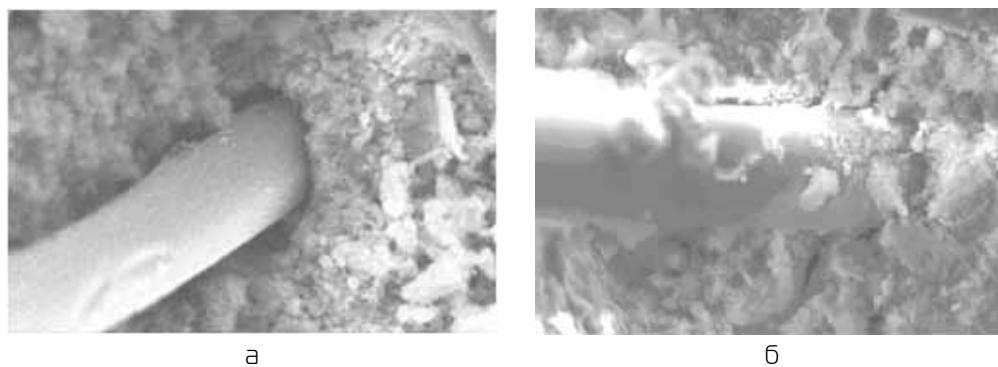


Рис. 2. Классическое волокно с немодифицированной оболочкой (а); классическое волокно с активированной функциональными группами оболочкой (б).

Данные, полученные в результате исследований, позволяют констатировать, что тампонажный камень, полученный при добавлении в цементный раствор волокна, характеризуется повышенной на 15-20% прочностью при изгибе и сжатии по сравнению с тампонажным камнем из раствора без волокна. Раствор, модифицированный волокном, характеризуется стабильной однородностью, обладает высокой седиментационной устойчивостью и пониженной водоотдачей.

В процессе испытаний было проведено 7 мероприятий с применением технологии в 6 скважинах ОАО «Татнефть». Технологию использовали в основном для герметизации нарушений с большой приёмистостью. Результаты промысловых испытаний приведены в табл. 2. Успешность работ составила 85 %. Причём в среднем на скважину было израсходовано около 8 т цемента, что примерно в два раза меньше по сравнению со штатными технологиями ликвидации зон поглощений. В скважине № 10268 НГДУ «Джалильнефть» работы по цементированию дополнительной колонны были признаны безуспешными предположительно из-за того, что структурированный фиброцементный раствор ввиду переориентации потока не преодолел проходные отверстия обратного клапана, установленного внизу дополнительной колонны, что обусловлено использованием в цементном растворе волокна с большой длиной ВСМ-II-12.

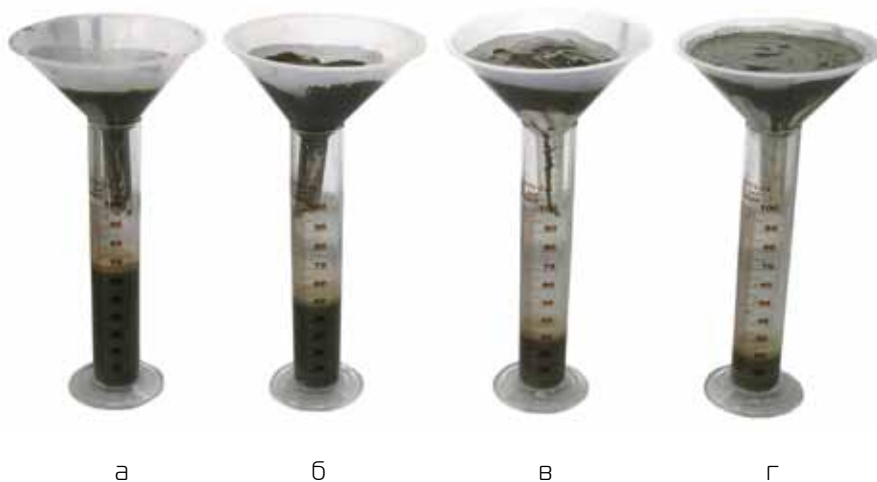


Рис. 3. Истечение фиброцементного раствора через крупную металлическую сетку:
 а - цементный раствор без добавления волокна;
 б - цементный раствор с добавкой волокна длиной 6 мм;
 в - цементный раствор с добавкой волокна длиной 12 мм;
 г - цементный раствор с добавкой волокна длиной 18 мм.

Исходя из результатов промысловых испытаний, следует, что при проведении работ при поглощениях длину волокна следует подбирать в зависимости от величины поглощения:

- при удельной приёмистости 3-5 м³/(ч·МПа) используют волокно марки ВСМ-II-6, длина волокон которой составляет 6 мм;
- при удельной приёмистости 5-8 м³/(ч·МПа) используют волокно марки ВСМ-II-12, длина волокон которой составляет 12 мм;
- при удельной приёмистости > 8 м³/(ч·МПа) используют волокно марки ВСМ-II-18, длина волокон которой составляет 18 мм.

Таблица 1. Физико-механические характеристики цементного раствора с добавкой волокна.

| Виды компонентов в растворе | Количество компонентов, кг | Рас-текае-мость, мм | Водо-отда-ча, мл за 30 мин | Плот-ность, кг/м ³ | Услов-ная вяз-кость, с | Время отверждения, ч/мин | | Механическая прочность образцов при хранении в пресной воде, МПа | | | | | |
|-----------------------------|----------------------------|---------------------|----------------------------|-------------------------------|------------------------|--------------------------|-------------|--|--------|-------|--------|--------|--------|
| | | | | | | начало ч/мин | конец ч/мин | 2 сут | | 7 сут | | 28 сут | |
| | | | | | | | | изгиб | сжатие | изгиб | сжатие | изгиб | сжатие |
| Цемент Вода | 1,2 0,6 | 230 | 177,35 | 1840 | 60 | 6/50 | 8/30 | 4,03 | 10,96 | 4,5 | 17,0 | 4,77 | 21,33 |
| Цемент Вода ВСМ-II-6 | 1,2 0,6 0,006 | 225 | 170,37 | 1840 | 71 | 6/0 | 8/50 | 4,24 | 11,06 | 4,77 | 18,15 | 4,88 | 23,66 |
| Цемент Вода ВСМ-II-12 | 1,2 0,6 0,006 | 220 | 151,44 | 1845 | 119 | 5/50 | 8/25 | 4,51 | 11,49 | 4,94 | 18,63 | 5,43 | 24,26 |
| Цемент Вода ВСМ-II-18 | 1,2 0,6 0,006 | 220 | 141,98 | 1860 | - | 6/20 | 8/40 | 4,78 | 12,77 | 5,1 | 19,98 | 5,68 | 25,08 |

Таблица 2. Результаты ремонтно-изоляционных работ, проведённых с использованием цементного раствора с добавкой волокна.

| № п.п. | Номер скв., НГДУ | Дата РИР | Цель ремонта | Краткое описание работ | Результат |
|--------|----------------------------|-----------------|-----------------------------|---|---------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 | 10268 Джалиль-нефть | 27.01.2012 | цементирование доп. колонны | В скважину была спущена доп. колонна диаметром 120 мм, которая перекрывала несколько нарушений целостности э/к с диаметром 168 мм (стенка 8 мм), чтобы предотвратить уход цемента в нарушения приготавливали 5,5 м ³ цементного раствора из 7 т цемента с добавкой волокна ВСМ-ІІ-12 длиной 12 мм из расчёта 1 кг на 1 т цемента. После закачивания 1,5 м ³ цементного раствора получили «СТОП», предположительно из-за того, что структурированный фиброцементный раствор ввиду переориентации потока не преодолел проходные отверстия обратного клапана, установленного внизу дополнительной колонны. | Отрицательный |
| 2 | 5815 Альметьев-нефть | 31.03.2012 | герметизация нарушения | Нарушение в кондукторе было на глубине 36-39 м. Было проведено 4 безуспешных цементаж. Удельная приёмистость до РИР составляла 3,75 м ³ / (ч·МПа). Закачали раствор из 7,5 т цемента и 15 кг волокна длиной 12-18 мм. После закачки 4 м ³ цементного раствора получили «СТОП». После ОЗЦ падение давления при опрессовке с 4 до 1 МПа за 30 минут. В дальнейшем тампонажные работы в интервале 36-39 м не проводились и работы признаны успешными. | Положительный |
| 3 | 5815 Альметьев-нефть | 7-8. 04.2012 | герметизация нарушения | Нарушение в кондукторе было на глубине 56-57 м. Был проведён безуспешный цементаж, после которого удельная приёмистость составляла 20 м ³ / (ч·МПа). Закачали раствор из 7,5 т цемента и 15 кг волокна длиной 12-18 мм. После ОЗЦ падение давления при опрессовке с 4 до 0,8 МПа за 30 мин. Исследовали скважину Т, АКЦ, ГГК в интервале 5-87 м, влияние цементной заливки отмечалось во всем интервале исследования, заколонные перегородки данным исследованием не выявлены. В дальнейшем тампонажные работы в интервале 56-57 м не проводились и работы признаны успешными. | Положительный |
| 4 | 1412 Елховнефть | 03.2012 | герметизация нарушения | Нарушение в э/к диаметром 146 мм было в интервале 245-250 м. Нарушение принимало при 0 МПа. Закачали цементный раствор из 15 т цемента с добавкой 15 кг волокна ВСМ-ІІ-18 длиной 18 мм. После РИР приёмистость снизилась в 6,5 раз. | Положительный |
| 5 | 1608 Елховнефть | 03.2012 | герметизация нарушения | Нарушение в э/к диаметром 146 мм было в интервале 1195,4-1196,5 м. Удельная приёмистость нарушения составляла 7,5 м ³ / (ч·МПа). Закачали цементный раствор из 8 т цемента с добавкой 8 кг волокна ВСМ-ІІ-12 длиной 12 мм. После РИР колонна герметична. | Положительный |
| 6 | 18861 Лениногорск нефть | 13.04.2012 | герметизация нарушения | Нарушение в э/к диаметром 146 мм было в интервале 397-399 м. Удельная приёмистость нарушения составляла 3,1 м ³ / (ч·МПа). Закачали цементный раствор из 7 т цемента с добавкой 7 кг волокна ВСМ-ІІ-12 длиной 12 мм. В результате удельная приёмистость с 3,1 снизилась до 0,7. Повторно провели закачку 0,3 м ³ цементного раствора и получили «СТОП», колонна герметична. | Положительный |
| 7 | 2541 Бавлынефть | 27.04.12 | герметизация нарушения | Нарушение в э/к диаметром 146 мм было в интервале 88,8-95,6 м, ранее его пытались герметизировать закачкой жидкого стекла и хлористого кальция с закреплением цементом, водонабухающего полимера, результат не был получен. Удельная приёмистость до РИР составляла 18 м ³ / (ч·МПа). В нарушение был закачан цементный раствор из 7,5 т цемента с добавлением 8 кг волокна ВСМ-ІІ-12 длиной 12 мм. После закачивания всего цементного раствора в скважину получили «СТОП». После опрессовки э/к падение давления с 5 до 0 МПа за 2 мин, приёмистость снизилась в 18 раз. | Положительный |

В случае использования пакеров с малым диаметром проходного сечения и цементирования летучек работы необходимо проводить с волокном марки ВСМ-II-3, длина волокон которой составляет 3 мм.

Таким образом, проведенные исследования по отработке технологии по использованию тампонажного цементного раствора с добавлением волокна показали перспективность данной технологии, успешность которой составила 85%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Перепелкин К.Е. Армирующие волокна и волокнистые полимерные композиты: СПб.: Научные основы и технологии, 2009. – 379 с.
 2. Добавки в бетон: Справочное пособие / В.С. Рамачандран, Р.Ф. Фельдман, М. Коллепарди и др.; под ред. В.С. Рамачандрана. – М.: Стройиздат, 1988. – 575 с.

3. Рабинович Ф.Н. Композиты на основе дисперсно-армированных бетонов.– М.: Ассоциация строительных вузов, 2004. – 560 с.

УДК 622.243.22

Ступенчатая периферия шарошечных долот в эффективности бурения

С.В. Синева — канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник
 (Филиал «АПРЕЛЕВСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ ВНИГНИ»)

Долота со ступенчатой периферией, занимающие на сегодня доминирующее положение, отмечены усиленной разработкой в начале 80-ых годов прошлого века.

Периферийные венцы шарошек, как показывают расчеты, занимают особое место во взаимодействии долота с породой. Если в долотах со значительным смещением осей шарошек долото на забое формирует ствол скважины уменьшенного диаметра с последующей калибровкой элементами затылка шарошки, то в долотах с минимальным смещением осей эти две операции совмещены. В обоих случаях периферийный ряд выполняет двойную функцию, что ускоряет его износ. В работах [1, 2, 3, 4, 5] дан подробный анализ износа вооружения долот и приведены экспериментальные подтверждения усиленного износа периферийных венцов.

Экспериментально в атмосферных условиях [6] установлено, что твердость горных пород по штампу практически не возрастает при приближении к стенке скважины. Резко, в два с лишним раза, возрастает удельная объемная работа разрушения. Такой рост отмечается в непосредственной близости стенки скважины. В условиях глубокой скважины при наличии горного и гидростатического давления пристеночная зона ствола приобретает свойства концентратора напряжений [7, 8, 9], причем напряжения на поверхности забоя у стенки выше в 1,5-3 раза, чем в зоне, удаленной от неё.

В работе [10] установлена экспоненциальная зависимость между нагрузкой и абразивным износом. В соответствии полученной зависимостью при большей удельной контактной нагрузке на периферии происходит повышенный износ периферийных венцов. Износ по калибрующему диаметру долота приводит к увеличению радиальной составляющей реакции забоя со стороны стенки скважины. Рост реакции стенки скважины приводит к нарушению сбалансированности опоры, проявляющемуся перераспределением нагрузок между подшипниками [5, 11, 12]. Перегрузка концевой подшипник ведет к преждевременному его износу. Изменение направления действия нагрузки на замковый подшипник, сопровождаемое перемещением шарошек внутрь к оси долота, приводит подшипник в негодность [11]. Долото в этом случае выходит из строя по опоре при практически новом вооружении.

Предотвратить износ невозможно. Однако его можно уменьшить, создав благоприятные условия взаимодействия зуба шарошки с горной породой.

Долота с таким вооружением нашли широкое применение не только в нашей стране, но и за рубежом [5, 11]. Наряду с долотами, укрепленными по периферии этим способом, компания «Hughes tool company» выпускает долота с фрезерованными зубьями на периферии, которые укреплены твердосплавными вставками. Доминирует укрепление

твердосплавными вставками обратного конуса.

Для повышения износостойкости и предотвращения рифления стенок скважины отделение «Security» компании «Dresser» в некоторых моделях долот срезают калибрующую поверхность зубков, находящихся у края шарошки, увеличивая тем самым площадь контакта долота со стенкой скважины. Достаточно широко распространены долота, шарошки которых имеют ступенчатую форму, образуя несколько уступов. «Security» запатентовано также долото, в котором, с целью облегчения условий разрушения периферии забоя и снижения износа периферийных венцов, имеется ступенька на периферии. В этом случае основные венцы несколько опережают периферийные. Если основные венцы выполняются фрезерованными и твердосплавными, то периферийные, как правило, твердосплавными или в виде дисков.

В отечественной практике также использовались долота со ступенькой на периферией. В [13] приведены данные по отработке долот 6Н-9К и 8Н-2I4-OK. Долото 6Н-9К формирует ступеньку шириной 0,07 и высотой 0,05 в отношении к диаметру. Ступенька, формируемая долотом 8Н-2I4-OK, имеет размеры 0,08 и 0,015 в том же отношении. В [14] приводятся данные по отработке долот для крепких пород K2I4-K, имеющих ступеньку шириной 0,06 и высотой 0,034 по отношению к диаметру. К долотам, формирующим сравнительно маленькую ступеньку, относятся разработанные во ВНИИБТ долота АВ-215,9ТК3 (ширина - 0,0417, высота - 0,0186), АВ-215,9-ОКП (ширина - 0,0556, высота - 0,0139), 215,9К-ГН (ширина - 0,0565, высота - 0,0159), 215,9ТК-ГНУ (ширина - 0,0464, высота - 0,0162), 269,9Т3-ГН (ширина - 0,0155, высота - 0,0335), 269,9ТК3-ГНУ (ширина - 0,0556, высота - 0,0297) и т.д. ВНИИБТ также разработаны и долота 1АВ-215,9ТП со ступенькой 0,12 по ширине и 0,019 по высоте [15]. В работе [16] приведены данные по отработке долота для твердых горных пород со ступенькой шириной 0,065 и высотой 0,022. Введением ступеньки в конструкцию долота предпринимается попытка облегчить работу периферии, причем в последнем случае автор утверждает, что ступенькой можно устранить её загруженность.

Среди зарубежных исследователей также нет единого мнения о необходимости использования ступеньки. В

зарубежных долотах используется ступенька небольших размеров, примерно 0,020 по ширине и 0,030 по высоте в отношении к диаметру долота. David Vernon, инженер-конструктор отделения «Security» компании «Dresser», в 1976 году не мог вразумительно объяснить назначение столь маленькой периферийной ступеньки. Тем не менее «Security» налаживает выпуск долот с периферийной ступенькой для мягких пород S8M/S8MJA*, для пород средней твердости и даже твердых H10M/H10MJA*, H100F. Чуть позже для мягких пород S82/S82F/S82CF и S85F/S85CF, а также S86/S86F/S86CF и S88/S88F/S88CF. Для пород средней твердости M84/M84F/M84CF и M85F, а также M88/M88F, M89T/M89TF/M89F и M90F. Для твердых пород H87F, H99/H99F и H100/H100F. Выпускает компания и долота для бурения с продувкой воздухом. Выпускает долота с периферийной ступенькой и компания «SMITH TOOL», и молодая компания «WAREL». Перечислять номенклатуру долот со ступенькой, выпускаемой наследницей «HUGHES TOOL CO» Хьюз Кристенсен, затруднительно из-за их многочисленности. Компания определилась, наконец, с ролью ступенчатой периферии, которая разделяет функции по продвижению забоя и фрезерования стенки скважины, но не с размерами ступеньки. В одном случае это 5×5 мм, в другом ширина ступеньки укладывается в 1 мм (рис. 1). На рис. 1 дополнительный зубок, фрезерующий стенку скважины, образует маленькую ступеньку с основным вооружением.

На выставке «Нефть и газ 2005» было выставлено долото в диаметре 190,5 мм со ступенькой огромных размеров: высотой 9 мм и шириной порядка 16 мм. Такое соотношение очень напоминает сочетание расчетной высоты, установленной автором настоящей статьи, и патентом на расчет ширины [17]. Работа по установлению оптимальных размеров выполнена на основе аналитических изысканий, математического и физического моделирования. В исследованиях анализировалось напряженно-деформированное состояние призабойной зоны от действия горного и гидростатического давления. Учитывалось возрастание степени всестороннего сжатия, сопровождаемое, как известно, определенным упрочнением горной породы и ростом сопротивляемости её разрушению. Установлено, что существенное влияние на напряженное состояние забоя оказывает его форма: ступенчатая форма забоя

может благоприятствовать эффективности разрушения забоя. Опережающая скважина должна быть небольшой глубины и достаточно применить соответствующую конструкцию долота, чтобы не прибегать к «пилотному» варианту.

Используя долота, формирующие ступеньку на забое у стенки скважины, размеры которой позволяют разрушать ее в процессе формирования, можно достичь не только облегчения условий работы периферийных венцов, но и разделения функций по разрушению забоя и формированию стенки скважины между венцами, формирующими ступеньку [18]. В ходе исследований рассмотрены характеристики упруго-пластичных и прочностных свойств горных пород у ступенчатой периферии забоя. Установлено, что под действием одинаковой сосредоточенной силы в ступенчатом забое возникают существенно большие радиальные напряжения, которым подвержен значительный объем горной породы. Уменьшение до определенной величины ширины ступеньки сопровождается ростом эффективности ступенчатого разрушения, после чего при приближении ширины ступеньки к нулю, т.е. при вырождении ступенчатости забоя, происходит естественное снижение эффективности разрушения. Основным фактором повышения эффективности бурения со ступенчатой формой забоя является образование дополнительной поверхности обнажения, за счет чего понижается сопротивляемость пород

Изменение общей работы разрушения по мере удаления от обнаженной поверхности, показывает, что минимальные затраты работы требуются

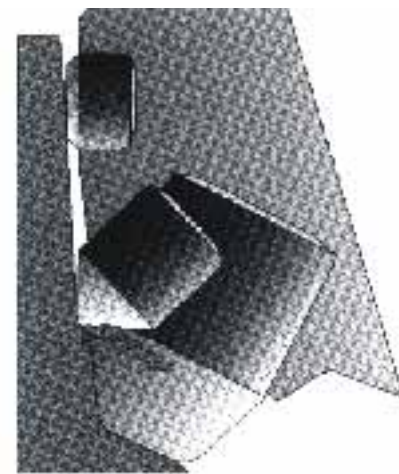


Рис. 1 Разделительная функция периферийной ступеньки.

для разрушения породы на расстоянии 10 мм. Изменение расстояния от 10 мм до 16 мм ведет к интенсивному приросту необходимой работы.

Результатом анализа данных по определению границы естественного скола горной породы при наличии дополнительной обнаженной поверхности, а также размеров ступеньки, разрушающейся при минимальных затратах энергии, может быть следующее. По мере приближения к дополнительной обнаженной поверхности (краю ступеньки) сопротивляемость горной породы разрушению понижается. Понижение происходит тем интенсивнее, чем ближе рассматриваемая точка от поверхности обнажения. Эта закономерность характерна для горных пород независимо от их физико-механических свойств и наличия в них жидкой фазы того или иного химического состава.

Наряду с аналитическими проведены экспериментальные исследования по определению оптимальных размеров периферийной ступеньки с привлечением элементов физического моделирования.

Экспериментальные исследования проводились поэтапно, чтобы установить характер разрушения и конкретные размеры ступеньки, оптимизированные на базе ряда качественных и количественных критериев при разрушении единичным зубом, могли быть использованы в дальнейших экспериментах, например, с микродолотами. В результате экспериментов установлено, что ширину ступеньки следует выдерживать в зоне максимального объема выкола на единицу нагрузки, т.е. в пределах 6 мм. Что касается высоты ступеньки, то максимальное значение удельного по нагрузке объема отмечается в диапазоне 8-16 мм. Зависимостью удельного по нагрузке объема выкола от соотношения ширины к высоте ступеньки определяется ее форма. Оптимальные соотношения ширины и высоты находятся в пределах 0,9.

Отмечена полная сходимость данных по оптимизации размеров ступеньки при бурении ступенчатыми микродолотами с данными по разрушению ее единичным зубом. Кроме оптимальных размеров имеется поле размеров, при которых достигается максимальная скорость бурения на уровне оптимальных и даже превосходящая ее.

По результатам исследований эффективности бурения, износа вооружения и сохранности ступеньки на

формируемом забое определены размеры ступенек, которые заложены в проект натурного долота.

В промышленных исследованиях устанавливалась эффективность работы экспериментальных долот в сравнении с серийными, для чего определялась средняя механическая скорость бурения и проходка на долото, а также состояние отдельных элементов вооружения и опоры, как возможный резерв работоспособности долота. Испытания экспериментальных долот Э215,9Т-ПВ (рис. 2) проводились при бурении взрывных скважин на Доломитном карьере Докучаевского флюсо-доломитного завода объединения «Укрogneупорне-руд». На рис. 3 показано изменение средней по скважине механической скорости проходки в зависимости от суммарной проходки на долото для равного числа скважин, пробуренных чередующимися экспериментальным и серийным долотами при $G = 22,5 \cdot 10 \text{ кН}$ и $n = 130 \text{ мин}^{-1}$. Из рис. 3 видно, что темп падения механической скорости проходки во времени у серийного долота более высок. Различие для среднего значения суммарной проходки экспериментального (161 м) и серийного (110 м) долота составляет примерно 50%, при абсолютной величине 31 м/ч и 21 м/ч соответственно. Различие в средней по разрушаемому блоку горной породы проходке для экспериментального (322 м) и серийного (179,8 м) долота составляет 79%.

Контроль над состоянием вооружения, проводимый в течение всего процесса бурения, показал на неуклонный износ периферийных венцов со стороны стенки скважины как у экспериментального, так, до определенного уровня, и у серийного долота. В этот период времени в качестве ведущих выдвигаются основные венцы, подвергающиеся минимальному скольжению по забою и, соответственно, минимальному их износу. Различие между серийным и экспериментальным долотом состоит в том, что оптимальные размеры ступеньки у экспериментального создают облегченные условия разрушения периферийным венцам, в то время как периферийное вооружение серийных долот находится в условиях разрушения плоского забоя у стенки скважины. Поскольку нагрузка, необходимая для разрушения ступенчатой периферии с оптимальными размерами сту-



Рис.2. Долото Э215,9Т-ПВ.

пеньки, значительно меньше нагрузки для разрушения плоского забоя, то периферия экспериментального долота изнашивается, практически, лишь со стороны стенки, а периферия серийного, кроме того, и со стороны плоскости забоя. При определенном уровне износа периферийных венцов серийного долота они принимают функцию ведущих венцов на себя, что сопровождается интенсивным износом основного вооружения за счет повышенного скольжения их по забою, который в свою очередь предопределяет снижение механической скорости проходки. Подобное явление характерно и для экспериментального долота при достижении критического уровня износа периферии.

Разработанная конструкция долота, значительно превосходящая серийное по проходке, выходит из строя по опоре. После проходки 220 м осевой люфт серийного долота



Рис.3. Влияние суммарной проходки на скорость бурения.

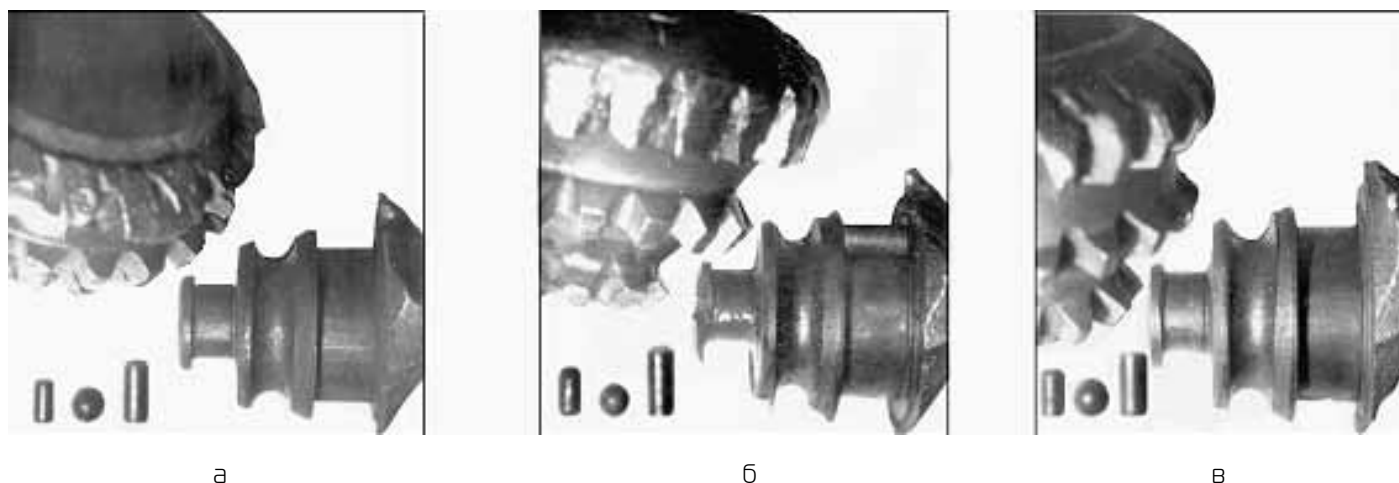


Рис.4. Износ опоры долота Э215,9Т-ПВ
а, б, в - I, II, III шарошка соответственно.

достигал 4 мм, в то время как у экспериментального был в пределах допуска для нового долота, что свидетельствует об эффективности метода борьбы с износом периферии. Радиальное биение шарошки у серийного долота составляло 3 мм, у экспериментального, при той же проходке, в пределах допуска для нового долота. Таким образом, наличие ступеньки оптимальных размеров способствует улучшению работы опоры в целом. Визуально и с помощью измерительных приборов зафиксировано значительное различие в износе периферийного (практически не изношенного) и концевой подшипника опор экспериментального долота. Различие касается как износа беговых дорожек, так и сохранности тел качения (рис. 4). Отмечена некоторая особенность износа замкового подшипника. На противоположной стороне нагруженной части опоры происходит накатка беговых дорожек в направлении периферии долота. Подобный эффект, достаточно четко различимый на цапфе III шарошки (рис. 4,в), присущ всем опорам долота. Единственным

объяснением этого обстоятельства может быть значительное снижение нагрузки периферийных венцов со стороны забоя и стенки скважины. Наибольший износ концевой подшипника второй шарошки (рис. 4,б) обусловлен максимальной реакцией со стороны стенки скважины на ее опережающий венец. Сбалансировать опору возможно введением опережающего венца на периферию всех шарошек (рис. 5) и усилением концевой подшипника.

Таким образом, введение в конструкцию вооружения периферии ступеньки оптимальных размеров существенным образом улучшает условия работы долота. Общим итогом представленной работы можно считать достаточно высокую надежность методики по выявлению наиболее эффективной конструкции долота, в целом, и периферии шарошечного долота, в частности. Методика связывает последовательную цепочку комплексов исследований от разрушения единичным зубом, через бурение микродолотами, до выхода на реальную конструкцию долота с его промышленным испыта-

нием и последующим внедрением. Усовершенствованная модель Э215,9Т-ПВ под шифром 10Э215,9Т-ПВ внедрена малой промышленной партией на различных предприятиях горнорудной промышленности.



Рис.5. Долото 10Э215,9Т-ПВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зайцев В.И, Мокшин А.С. Исследование влияния различных форм периферийных зубьев на механическую скорость проходки и их износостойкость. Труды ВНИИБТ, вып. 28. - М.: - 1971. - с. 261-265.
2. Зайцев В.И. Исследование влияния геометрических форм, размеров и расположения породоразрушающих элементов шарошечных долот на эффективность разрушения твердых пород. Автореферат кандидатской диссертации. - М.: ВНИИБТ, - 1974. - 32 с.

3. Мокшин А.С, Владиславлев Ю.Е. Абразивный износ вооружения трехшарошечных долот со смещенными осями шарошек. Труды ВНИИБТ, вып.13. - М.: Недра, - 1964. - с.46-51.
4. Мокшин А.С, Владиславлев Ю.Е., Комм Э.А. Шарошечные долота. - М.: Недра, - 1971. - 215 с.
5. Справочник по технологии шарошечных долот. Перевод "Шарошечные долота и буровой инструмент" фирмы "Секьюрити". - М., ВНИИБТ, - 1973. - 89 с.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

6. Арцимович Г.В. Исследование закономерностей взаимодействия породоразрушающих элементов долота с забоем скважины при бурении. Тезисы докладов Всесоюзной научно-технической конференции "Разрушение горных пород при бурении скважин". - Уфа: 1973, - с. 103-108.
7. Гришин А.С., Эйгелес Р.М. Влияние глубины скважины на напряженное состояние породы в поизабойной зоне. Труды ВНИИБТ вып.13. - М.: Недра, - 1964. - с. 15-33.
8. Гришин А.С. Исследование методом фотоупругости напряженного состояния призабойных зон ступенчатых забоев от действия горного и гидростатических давлений. Труды ВНИИБТ, вып.33. - М.: Недра, - 1975. - с. 71-76.
9. Касандрова О.И., Лебедев В.В. Обработка результатов наблюдений. - М.: Наука, - 1970. - 104 с.
10. Таненбаум М.М. Износостойкость конструкционных материалов и деталей машин при изнашивании. - М.: Машиностроение, 1966.
11. Технологические особенности и назначение шарошечных долот, применяемых для бурения нефтяных и газовых скважин в США. - М.: ВНИИОЭНГ, - 1974. - 137 с.
12. Knapp S.R. New bit concept helps control hole deviation. World Oil, vol 160, N1, 1965. p113.
13. Мокшин А.С. и др. Штыревые шарошечные долота диаметром 214 мм и опыт их применения при бурении взрывных скважин на открытых горных работах. Труды ВНИИБТ, вып.13. - М.: Недра, - 1964. - с. 58-64.
14. Позднышев В.Н. Исследование нагруженности и несущей способности призматических зубьев шарошечных долот, автореферат кандидатской диссертации. - М.: ВНИИБТ, - 1973
15. Перегудов А.А. и др. Результаты промышленных испытаний и опыт применения долот АВ при высокооборотном бурении. Горнорудные предприятия. Труды ВНИИБТ, вып. 35. - М.: Недра, 1976. - с. 115-118.
16. Мардахаев А.А. Влияние распределения нагрузок по венцам шарошек на эффективность работы долот. Автореферат кандидатской диссертации. - М.: 1977, 20 с.
17. Шарошечное долото Патент РФ №2009306, E21B10/16, Дата подачи заявки: 16.09.1987; Дата публикации: 15.03.1994; Патентообладатель(и): Синев С.В.
18. Мокшин А.С., Касаткина М.И. Новая конструкция долота для бурения в перемеживающихся упруго-хрупких и пластичных породах. // Бурение. - М.: 1963. - № 12. - с. 16-20.

УДК 622.243.922

Технологическое обеспечение направленного бурения скважин алмазным инструментом

В.И. Спирин – доктор техн. наук, зав. отделом; Ю.Е. Будюков - доктор техн. наук, доцент, главный научный сотрудник; В.И. Власюк – доктор техн. наук, профессор, генеральный директор (ОАО «Тюльское научно-исследовательское геологическое предприятие»)
 Д.Н. Плавский – ведущий инженер (ФГУНП «Геологоразведка»)

Технологические решения по управлению трассами стволов скважин при алмазном бурении можно разделить на три группы. К первой группе относятся специальные раскрепляемые отклонители. Использование их позволяет решить поставленную задачу, но при этом требуются значительные затраты материальных средств и времени. Практически эти средства предназначены для устранения уже допущенного брака.

Ко второй группе относятся различные типы удлинённых колонковых компоновок повышенной жёсткости. Применение их обеспечивает снижение степени влияния технико-технологических и геологических факторов на ис-

кривление скважин. Но использование их ограничивается только решением задачи по стабилизации направления скважины.

К третьей группе относится новый алмазный породоразрушающий инструмент, обеспечивающий при бурении снижение и устранение дестабилизирующих сил и моментов сил, воздействующих на буровой инструмент при разрушении анизотропных горных пород. Применение специального алмазного инструмента позволяет решать задачи по стабилизации трассы скважины в условиях естественного искривления в процессе её углубки без остановки технологического цикла бурения. Этот способ является

наиболее простым в технологическом отношении и не требует дополнительных материальных затрат и времени.

Следует отметить, что при сильном естественном искривлении и при жёстких требованиях к проведению скважин в заданный пункт, особенно при бурении глубоких скважин, необходимо сочетать указанные три способа: применение специального алмазного инструмента, колонковых компоновок повышенной жёсткости и, если они оказались недостаточно эффективны, использовать раскрепляемые отклонители со специальным алмазным породоразрушающим инструментом.

Работы по созданию специального алмазного инструмента проводились в ТПУ (С.С. Сулакшин, В.В. Кривошеев, Ю.Л. Боярко, И.А. Нейштегер и др.), а также в ИТУ (В.В. Нескоромных, М.А. Буглов, А.В. Карпиков, П.С. Пушмин и др.). Этими и другими исследователями были разработаны конструкции специального алмазного инструмента, которые при экспериментальных и производственных испытаниях показали положительные результаты. Однако широкого применения этот инструмент не получил ввиду того, что конструкции коронок были привязаны к конкретным геолого-структурным особенностям буримых пород, не обладали универсальностью и были довольно сложны в изготовлении.

Для устранения этих недостатков в ОАО «Тулское НИГП» (ТулНИГП) проведены исследования, в результате которых установлено, что использование нестандартных алмазных коронок с диаметром корпуса, равным диаметру матрицы, позволяет значительно уменьшить интенсивность искривления скважин. Здесь создан специальный алмазный породоразрушающий инструмент - коронки 02ИЗ-СТ и расширители РСА-СТ. Коронки 02ИЗ-СТ выполнены с профилем рабочего торца по кривой равновесного износа и с диаметром корпуса, равным диаметру матрицы. Расширители РСА-СТ выполнены с корпусом, диаметр которого равен диаметру алмазосодержащей матрицы соответствующей коронки.

Результаты их испытаний, проведённых в Центрально-Кольской ГРЭ в породах IX-XI категорий по буримости, приведены в таблице.

Как видно из данных таблицы при бурении экспериментальными коронками 02ИЗ-59-СТ, 02ИЗ-59-СТ(V) в компоновке с новыми расширителями РСА-59СТ интенсивность искривления в 4,7-4,8 раза меньше чем с применением базовой компоновки (коронки 02ИЗ-59 с расширителями РСА-59).

Одним из известных способов снижения интенсивности искривления скважин является уменьшение осевого уси-

лия на породоразрушающий инструмент. Снижение осевого усилия на коронку с сохранением удельной нагрузки может быть достигнуто за счёт уменьшения площади торца матрицы. В ТулНИГП разработаны тонкостенные алмазные коронки 02ИЗТ, применение которых позволяет снизить интенсивность искривления за счёт сохранения рационального уровня объёмного разрушения пород и более эффективного использования высоких частот вращения инструмента. Установлено также, что применение коронок с концентрическими круговыми канавками и выступами на торце позволяет значительно увеличить механическую скорость бурения при сравнительно небольших удельных нагрузках, что способствует сохранению прямолинейности стволов скважин. В ТулНИГП найдены новые технические решения на уровне изобретений, которые явились основой для совершенствования алмазных коронок с гребенчатой формой рабочего торца как для бурения снарядами со съёмными керноприёмниками отечественного и зарубежного производства, так для одинарных колонковых снарядов. На основе этих технических решений были разработаны алмазные коронки К-41 и К-45 для бурения с КССК-76. Эти коронки были испытаны в ПГО «Якутскгеология» и «Севзапсбгеология». Впоследствии они приняты в ООО «Норильскгеология» для выполнения основного объема бурения. Анализ данных отработки коронок в этих и других организациях показал, что интенсивность искривления скважин при бурении ими уменьшается на 30-50% [2].

Для ССК-59 были созданы коронки КГ-59-3СВМ, для ССК-76 – КГ-76-3СВМ, для бурения снарядами зарубежных фирм были разработаны коронки К-59-3СВМ, К-75-3СВМ и К-95-3СВМ, а также коронки К2-59-3СВМ, К2-75-3СВМ и К2-95-3СВМ (двухслойная матрица с высотой рабочего слоя 15 мм и расположением промывочных окон на двух уровнях). Для одинарных колонковых снарядов были разработаны коронки КГА с гребенчатой формой матрицы диаметрами от 59 до 132 мм.

Для решения задач бурения направленных скважин в условиях высокой интенсивности естественного искривления используются также различные варианты компоновок низа бурильной колонны (КНБК). За прошедшие годы многими организациями было разработано и испытано большое количество конструкций КНБК. Эти разработки осуществлялись применительно к геолого-структурным характеристикам буримых пород и технико-технологическим средствам, используемым при бурении скважин.

Для примера можно привести следующее. На месторождениях Северной Карелии для решения задач бурения

Результаты испытаний алмазного стабилизирующего инструмента.

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

направленных скважин в условиях высокой интенсивности естественного искривления (интенсивность искривления на некоторых участках работ достигла 15 град/100 м при бурении скважин одинарными колонковыми снарядами и до 20-22 град/100 м при бурении ССК) на протяжении 20 лет прошли апробацию 22 варианта КНБК одинарных и двойных колонковых наборов диаметром 46-76 мм, предложенных Северной ГРЭ, ОМПНТ «Севзапгеология», ВИПРОМ, МГРИ и КАЗИМСом [2].

Технологической службой Северной экспедиции (В.Г. Протасов, С.М. Виноградов, А.А. Бухаров) была проанализирована работа этих компоновок. Анализ результатов отработки КНБК позволил заключить, что опрокидывающий момент, возникающий на контакте породоразрушающий инструмент – забой, приводит к перекосу нижней части компоновки – это причина первого порядка. Перекос и изгиб верхней части компоновки – причина второго порядка. При создании упомянутых КНБК осуществлялось стремление нейтрализовать действие перекоса и изгиба верхней части КНБК, что оказалось недостаточным для стабилизации направления скважин. Одним из способов устранения действия перекоса нижней части КНБК явилось изменение формы рабочей части породоразрушающего инструмента. При бурении скважин снарядом КССК-76 на месторождении Тэдино (Северная ГРЭ), где применялись алмазные коронки ТулНИГП, было установлено, что следствием применения коронок 17А4 является интенсивное искривление, а коронок К-40, К-45 – стабилизация направления скважин. Это произошло потому, что у коронок К-40 и К-45 угол бокового фрезерования (λ), который определяется по методике ТулНИГП (1), имеет сравнительно небольшое значение ($\lambda = 1,5-2,1^\circ$) по сравнению с аналогичными показателями у коронок 17А4 ($\lambda = 8,17^\circ$).

С учётом этого опыта была разработана довольно простая конструкция КНБК следующего состава: алмазная коронка + алмазный расширитель + гладкий центратор (с закалённой поверхностью до HRC 50-55) + соединительный переходник.

Эта конструкция КНБК прошла апробацию в 2005 г. на Оленегорском подземном руднике, где по техническому заданию ОАО «Оленегорский ГОК» буровой партией ОАО «Центрально-Кольская Экспедиция» была пробурена вертикально-направленная скважина глубиной 115 м с допуском по отклонению забоя скважины от проектной точки встречи до 2 м. В качестве породоразрушающего инструмента использовались алмазные коронки КГА-76, близкие по конструкции к стабилизирующим коронкам О2ИЗ-СТ и алмазные расширители РЦК-76, подобные по основным конструктивным параметрам стабилизирующим расширителям РСА-СТ. Особенностью геолого-технических условий бурения является субвертикальное падение слаботрещиноватых гнейсов разного состава с тенденцией выполаживания траектории скважины при алмазном бурении инструментом диаметром 76-59 мм с интенсивностью $4-8^\circ$ на 100 м.

Методика применения КНБК, с учетом повышенного естественного износа поверхности центраторов и калибрующей части породоразрушающего инструмента, заключалась в следующем:

1. Применение телескопической схемы отработки элементов КНБК с обеспечением зазора между центраторами и стенками скважины в пределах $0,4-0,08$ мм.

2. Проведение после каждого рейса контроля за изменением наружного диаметра центраторов коронки и расширителя.

3. Сокращение шага между инклинометрическими замерами до 10 м и ознакомление персонала буровой бригады с проектными и фактическими значениями зенитного угла скважины.

В результате принятых мер вертикальная скважина пробурена в пределах заданного отклонения от проектной точки встречи с действующей горной выработкой, из которой в дальнейшем был пройден вентиляционный ствол.

Для искусственного искривления скважин в твердых породах с применением отклонителей непрерывного действия (ОНД) в ТулНИГП разработаны специальные алмазные долота (однослойные АДН-22-59, АДН-08-76 и импрегнированные ИДН-12-59, ИДН-08-76). Эти долота отработывались при искусственном искривлении скважин в ПГО «Иркутскгеология», «Центрказгеология», «Бурятгеология», «Дальгеология» и во многих других организациях, когда бурение производилось в очень твердых породах, где шарошечные долота не давали положительных результатов. Применение алмазных долот обеспечивало требуемые показатели искусственного искривления стволов скважин. Дополнительно было установлено, что преимущество алмазных долот ещё и в том, что они обеспечивают снижение аварийности бурения часто возникающей при использовании шарошечных долот вследствие преждевременного износа элементов их опор.

В ФГУНП «Геологоразведка» (бывший ВИТР) создан и испытан комплекс для бурения направленных скважин из подземных горных выработок ССК-59ГН. Технические характеристики комплекса позволяют бурить с его помощью скважины глубиной до 600 м с углами наклона от -16° до $+22^\circ$. Оптимальная область применения – монолитные, слаботрещиноватые, перемежающиеся, монотонно анизотропные породы VI-IX, частично X категория по буримости.

Управление трассой скважин проводится за счёт изменения конструкции колонкового набора или использования отклонителя непрерывного действия ТЗ-ЗП-59. Комплекс ССК-59ГН совмещён с отклонителем.

Комплексом ССК-59ГН из подземных горных выработок на Среднем Урале пробурено 47 скважин, каждая протяжённостью 600 м, и работы продолжают.

Комплекс ССК-59ГН обеспечивает:

- снижение интенсивности искривления скважины, получение кондиционного выхода керна;
- проведение инклинометрии скважины при условии транспортирования прибора к забою скважины потоком промывочной жидкости;
- повышение безопасности и снижение трудоёмкости работ за счёт многократного уменьшения количества спуско-подъёмных операций с колонной бурильных труб;
- увеличение производительности бурения за счёт увеличения углубки за рейс и механической скорости бурения.

Полученные результаты позволяют надеяться на более широкое использование описанных технологий для направленного бурения скважин в различных геолого-технических условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Будюков Ю.Е. Создание и производство специального алмазного бурового инструмента. – М: Геоинформмарк, 1993. – 38 с.
2. Будюков Ю.Е., Власюк В.И., Спирин В.И. Алмазный инструмент для бурения направленных и многоствольных скважин. – Тула: «Гриф и К», 2007 – 176 с.

УДК 622-24

Вопросы проектирования наклонно направленных разведочных скважин на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями

А.Г. Шатровский – канд. техн. наук

В работе [1] приведен анализ бурения наклонно направленной скважины № 1Г, проводка которой осуществлялась в мощных пластах глин, включающих высокопроницаемые пачки песчаников. В процессе бурения данной скважины возникали осложнения в виде посадок, затяжек и прихватов бурового инструмента, при ликвидации которых происходили обрывы буровых труб. В результате возникла необходимость в установке ликвидационного цементного моста и аварийном забурировании обводного ствола. Всего было забурено 6 обводных стволов, но скважина так и не была проведена до проектного забоя.

Приведённый в работе [1] анализ результатов бурения скважины № 1Г позволяет сделать вывод, что важным фактором снижения аварийности ствола при его углублении является ограничение извилистости траектории в интервалах бурения двигателем-отклонителем и при роторном бурении. В пластах мягких горных пород можно существенно повысить безопасность проводки скважины, если сократить интервалы ориентированного бурения забойным двигателем-отклонителем до необходимого минимума и перекрыть их обсадной колонной.

При традиционном подходе к проектированию и строительству скважины, напротив: реализация проектного профиля оказалась невозможной. Являясь своеобразным полигоном для отработки технологии направленного бурения, аварийная скважина 1Г показала, что геологические условия данного региона предъявляют особые требования к профилю, конструкции, технологии бурения и применяемому оборудованию.

Рассмотрим влияние буровой колонны на формирование желобных выработок в стенке ствола скважины, интенсивность и скорость образования которых определяются следующими факторами [5]:

- физико-механическими свойствами горной породы;
- величиной прижимающей силы и контактного давления элементов буровой колонны на стенку скважины;
- частотой и временем воздействия буровой колонны на стенку скважины.

Ниже будет показано, насколько существенным может быть влияние указанных факторов в определённых условиях. На рис. 1 приведена зависимость прижимающей силы для

буровых колонн диаметром 127 мм и 140 мм от радиуса кривизны ствола скважины. Её величина рассчитана при подъёме буровой колонны из открытого ствола скважины, где:

- вертикальный кондуктор спущен до глубины 650 м;
- забой скважины на отметке 2500 м;
- зенитный угол – 26°;
- коэффициент трения в открытом стволе равен 0,4.

График построен по значениям прижимающей силы для замка буровой колонны и гладкого элемента, равного его длине.

Из графика (рис. 1) следует, во-первых, что давление бурового замка на стенку скважины в 4-5 раз выше по сравнению с буровой трубой (для

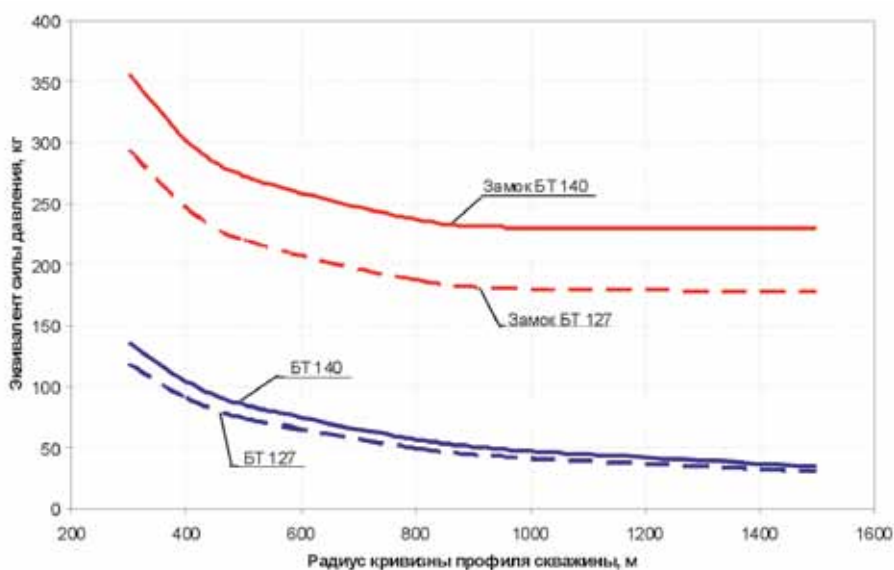


Рис. 1. Зависимость силы давления элементов буровой колонны диаметром 127 мм и 140 мм на стенку скважины.

всех радиусов кривизны ствола), а во-вторых, – прижимающая сила в значительной степени зависит от радиуса кривизны ствола. При его величине менее 300 м (кривизна на 1,9°/10м) бурильный замок давит на стенку ствола с силой более 350 кг.

Если учесть, что локальные искривления траектории могут на порядок превышать общую кривизну ствола скважины, то сила давления замка бурильной колонны может достигнуть величины, значительно превышающей предел прочности горной породы. Очевидно, что в интервалах залегания мягких горных пород темп образования желобных выработок будет чрезвычайно высоким [5].

Для снижения влияния прижимающей силы в процессе бурения и СПО могут быть использованы следующие технико-технологические решения.

В наклонных скважинах с большим смещением забоя от вертикали в целях сокращения интервала направленного бурения, а также снижения зенитного угла наклонного ствола, начальное искривление целесообразно осуществлять в интервале установки кондуктора. При этом возникает задача определения длины вертикального участка профиля наклонно направленной скважины, при котором колонна большого диаметра спустится в искривленный ствол под собственным весом.

Расчетная схема взаимодействия обсадной колонны с искривленным стволом скважины представлена на рис. 2.

Согласно схеме (рис. 2) колонна обсадных труб может быть спущена без деформации в искривленный ствол скважины до точки В. В этой точке нормальная реакция (Р) стенки скважины имеет максимальную величину. В искривленном интервале на нижнюю часть обсадной колонны весом G действуют сила Р, направленная по нормали к стенке скважины, а также сила трения – μР. Уравнение моментов сил, действующих на деформированную часть А-В обсадной колонны, можно записать в следующем виде:

$$G \cdot \frac{L^2}{R} - \mu \cdot G \cdot \frac{L^3}{R^2} = \frac{EJ}{R} \quad (1)$$

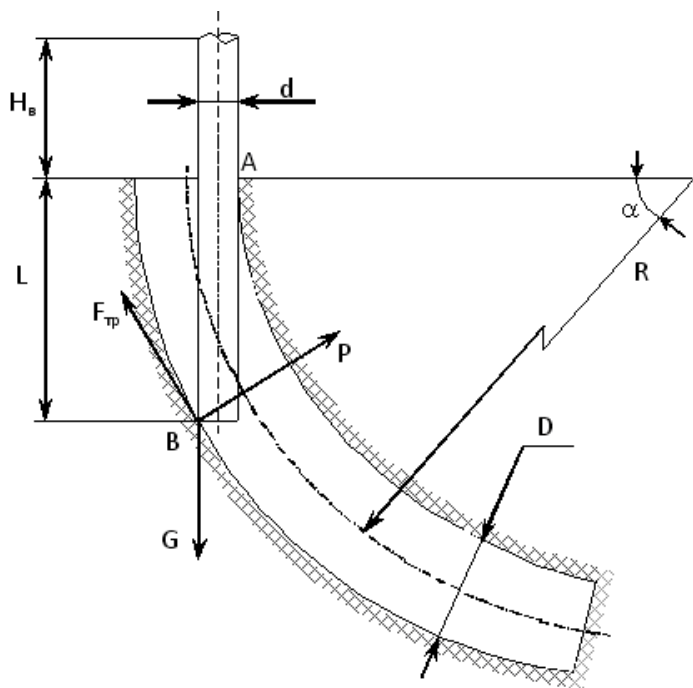


Рис. 2. Расчетная схема взаимодействия обсадной колонны со стволом скважины.

где L – длина участка А-В обсадной колонны, м;
R – радиус кривизны искривленного интервала ствола скважины, м;

G – вес колонны обсадных труб, кН;
P – нормальная реакция стенки ствола скважины, кН;
EJ – жесткость обсадной колонны на изгиб, кН·м²;
μ – коэффициент трения;
D – диаметр скважины, м;
d – диаметр обсадной колонны, м.

Длина L определяется из выражения:

$$L = \sqrt{2 \cdot R \cdot (D - d)} \quad (2)$$

На основании уравнения (1) и зависимости (2) получаем математическое выражение для определения минимальной длины вертикального участка профиля наклонно направленной скважины:

$$H_b = \frac{EJ}{2q \cdot (D - d) \cdot [R - \mu \cdot \sqrt{2R \cdot (D - d)}]} \cdot \sqrt{2R \cdot (D - d)} \quad (3)$$

где q – вес одного метра обсадной колонны, кН/м.

На рис. 3 представлена зависимость длины вертикального участка профиля, при которой обеспечивается спуск обсадной колонны в искривленный ствол скважины под собственным весом.

Из графиков (рис. 3) видно, что для скважин с начальным искривлением по радиусу свыше 800 м обеспечивается условие спуска обсадной колонны практически для всех используемых размеров труб кондуктора при длине вертикального участка 250 м.

Необходимо отметить, что в соответствии с формулой (3) увеличение диаметра ствола скважины ведёт к существенному облегчению спуска обсадной колонны в искривленный ствол, так как это условие приводит к увеличению длины L.

На основе анализа результатов бурения скважины № 1Г автором предлагаются следующие основные мероприятия по конструкции и технологии бурения разведочных скважин в схожих геологических условиях:

- размещение интервалов корректирования траектории бурения в нижних интервалах бурения под каждую обсадную колонну;
- перекрытие интервалов направленного бурения забойным двигателем-отклонителем;
- минимизация длины открытых интервалов ствола скважины;
- обеспечение указанных условий и отработка новых технико-технологических решений при бурении скважин с большим смещением забоя (свыше 2000 м).

Предлагаемая ниже конструкция скважины определена на основе графика совмещённых давлений: пластовых, поровых и гидроразрыва пластов [1], а также с учётом особенностей технологии направленного бурения в горно-геологических условиях скважины № 1Г.

Количество и назначение обсадных колонн следующее:

- 1-е направление – предотвращает размыв устья скважины;
- 2-е направление – перекрывает слабоуплотнённые четвертичные отложения, предупреждает грифонообразование при бурении под кондуктор;
- кондуктор спускается в кровлю понтийских отложений с целью перекрытия верхней части разреза с водоносными горизонтами куяльника и пластами неустойчивых киммерийских глин, а также интервалов направленного

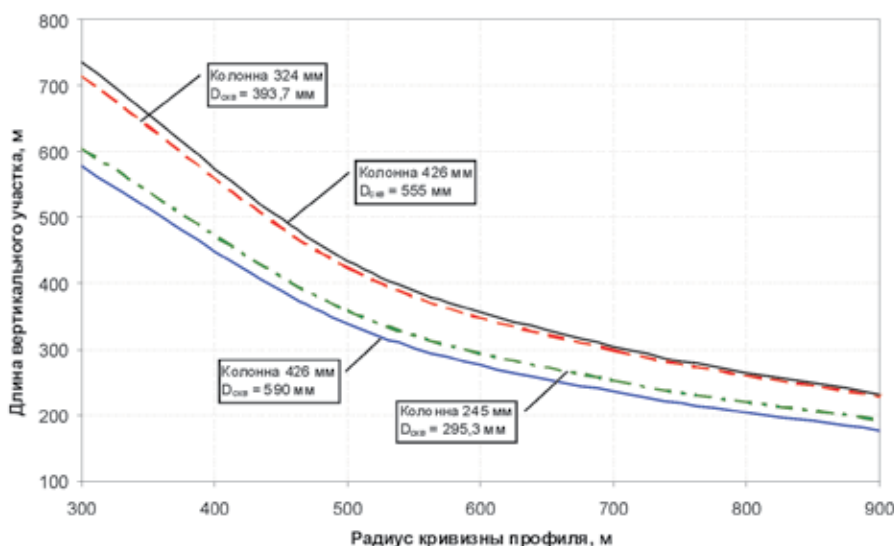


Рис. 3. Зависимость длины вертикального участка профиля от радиуса его искривления для обсадных колонн диаметром 426 мм, 324 мм и 245 мм.

Для проектирования наклонно направленных разведочных скважин предлагается профиль, включающий следующие интервалы:

- вертикальный участок до глубины 400 м;
- интервал начального искривления ствола по радиусу 800 м (интенсивность 0,7°/10 м);
- участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла по радиусу 2865 м (интенсивность 0,2°/10 м);
- интервал стабилизации зенитного угла и азимута;
- участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла по радиусу 1150 м (интенсивность 0,5°/10 м) до проектной глубины.

На рис. 4 представлена схема проектного профиля и конструкции скважины.

Технология бурения ствола скважины под обсадные колонны включает следующие этапы.

бурения двигателем-отклонителем. На кондукторе устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО);

- 1-я промежуточная колонна предназначена для перекрытия отложений понта и меотиса, включающих песчаные пласты, а также интервалов возможного корректирования траектории бурения двигателем-отклонителем, оборудуется ПВО;
- 2-я промежуточная колонна спускается с целью перекрытия горных пород сармата и верхней части карагана, несовместимых по условиям бурения с отложениями тархан-чокрака, оборудуется ПВО;
- эксплуатационная колонна спускается с целью разобщения продуктивных горизонтов и проведения испытаний продуктивных объектов.

Основная конструкция скважины должна предусматривать использование обсадных колонн следующих размеров (глубина спуска «Н» обсадных колонн дана по вертикали):

- 1-е направление Ø 720 мм, Н = 10÷20 м;
- 2-е направление Ø 630 мм, Н = 60÷70 м;
- кондуктор Ø 426 мм, Н = 1440 м;
- 1-я промежуточная колонна Ø 324 мм, Н = 2600 м;
- 2-я промежуточная колонна Ø 245 мм, Н = 3200 м;
- эксплуатационная колонна Ø 140 мм, Н = 3600 м.

Основная конструкция скважины может быть реализована только при наличии обсадных труб диаметром 426 мм с резьбовыми соединениями типа ОТТМ.

При отсутствии указанных обсадных труб возможно использование альтернативного варианта конструкции скважины:

- направление Ø 630 мм, Н = 60-70 м;
- кондуктор Ø 426 мм, Н = 650 м;
- 1-я промежуточная колонна Ø 324 мм, Н = 1800 м;
- 2-я промежуточная колонна Ø 245 мм, Н = 2600 м;
- хвостовик Ø 194 мм с установкой башмака на глубине 3200 м;
- эксплуатационная колонна Ø 140 мм, Н = 3600 м.

Проектный профиль наклонно направленной скважины должен обеспечить:

- минимальные нагрузки на буровое оборудование при спуско-подъёмных операциях бурильных и обсадных колонн;
- минимальный зенитный угол в интервале залегания мягких горных пород;
- минимальные интервалы направленного бурения забойным двигателем-отклонителем.

- Направление Ø 720 мм – забивное, устанавливается без предварительного бурения.

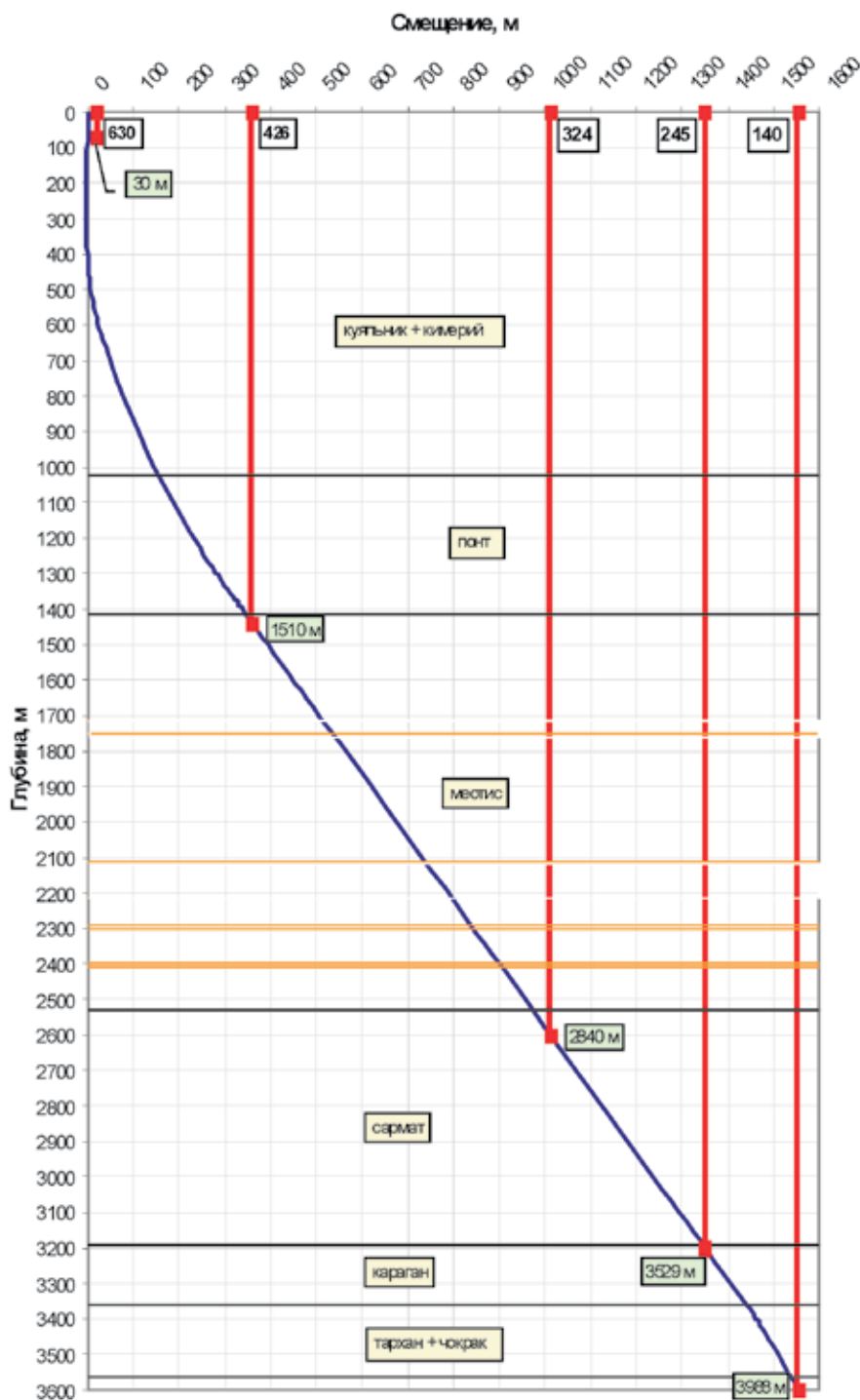
- Под направление Ø 630 мм бурится пилот-ствол долотом Ø 555 мм с последующим расширением до 690 мм.

- Под кондуктор Ø 426 мм бурится пилот-ствол долотом Ø 393,7 мм. Расширение пилот-ствола шарошечными расширителями производится в 1 этап до Ø 590 мм. Направленное бурение забойным двигателем-отклонителем осуществляется с глубины 400 м по радиусу 800 м до получения угла наклона 12° в проектном азимуте. Дальнейшее углубление под кондуктор осуществляется роторным способом с интенсивностью 2°/100 м (радиус 2865 м) до получения зенитного угла 29,3°. При существенном отклонении траектории от проектного профиля допускается корректирование параметров ствола забойным двигателем-отклонителем за 100-150 м до проектной глубины спуска кондуктора 1509,8 м (по стволу).

- Бурение 1-ой промежуточной колонны Ø 324 мм производится долотом Ø 393,7 мм роторным способом или прямым забойным двигателем со стабилизацией зенитного угла и азимута. При существенном отклонении параметров траектории от проектных допускается корректирование их забойным двигателем-отклонителем за 60-100 м до проектной глубины спуска колонны.

- Под 2-ю промежуточную колонну Ø 245 мм ствол скважины бурится долотом Ø 295,3 мм роторным способом или прямым забойным двигателем со стабилизацией зенитного угла 29,3° и азимута.

- Эксплуатационная колонна Ø 140 мм спускается на глубину 3987,6 м по стволу. Бурение под неё осуществляется роторным способом долотом Ø 215,9 мм со стабилизацией азимута до проектной глубины. Зенитный угол 29,3° поддерживается до глубины 3775,8 м (по стволу) с дальнейшим малоинтенсивным уменьшением до 19,2°.



Перечисленные мероприятия и технологические решения позволяют снизить риски, связанные с некачественным стволом скважины, и должны учитываться в комплексе с другими мероприятиями, связанными с применением бурового инструмента, систем бурового раствора и контрольно-измерительного оборудования.

Выводы

1. Качество ствола скважины является существенным фактором успешности её строительства.

2. При проектировании строительства скважин на месторождениях, разрез которых представлен мощной толщей мягких неустойчивых горных пород, необходимо учитывать ряд технологических решений, таких как:

- минимальные значения зенитного угла наклонного ствола при обеспечении проектного смещения забоя,
- начальный набор зенитного угла планировать при бурении под кондуктор,
- минимизация длины направленного бурения,
- интервалы корректирования забойным двигателем-отклонителем параметров траектории бурения располагать в нижней части ствола под каждую обсадную колонну.

Рис. 4. Проектный профиль и конструкция скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Повалихин А.С., Близиюков В.Ю., Шатровский А.Г. «Применение типовой технологии наклонно направленного бурения при строительстве разведочных скважин» // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2011. – № 4. – с. 12-15.
 2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ-08-624-03). – М., 2003. – 305 с.
 3. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. «Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин» - М.: ЦентрЛитНефтеГаз, - 2011. – 645 с.

4. Повалихин А.С., Шатровский А.Г. «Актуальные вопросы проводки прямолинейного интервала профиля наклонно направленных скважин» // Инженер-нефтяник. - М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2009. - № 4. – с. 18-21.
 5. Семенюк Д.М. «Путь трения в паре «замок-стенка скважины», как один из факторов образования желобных выработок». // «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», - 2002. № 1. – с. 27-30.

Оптимизация составов буровых растворов для бурения скважин на газовые гидраты с помощью ортогонального экспериментального метода

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

Природные газовые гидраты широко распространены в районах вечной мерзлоты. В процессе бурения, при вскрытии долотом пласта, содержащего газовые гидраты, перепад давления и изменение температуры приводит к неустойчивому состоянию, диссоциации газовых гидратов. Газ, выделяемый при диссоциации гидратов, снижает плотность бурового раствора, что может стать причиной осложнений и аварий в процессе бурения. С другой стороны, при проникновении газа в кольцевое пространство, в зону с повышенным давлением и низкой температурой, может произойти формирование гидратных пробок, что ведет к блокированию кольцевого пространства, и может стать причиной прекращения циркуляции промывочной жидкости. Исходя из опыта работ установлено, что гидратообразование происходит на стенках ствола скважины, обсадной и бурильной колонн, запорной арматуре, узлах промыслового оборудования, газовых сепараторах, линиях обвязки (задвижках, штуцерной колодке), а в отдельных случаях и в призабойной зоне пласта [1, 2].

Тип бурового раствора, а так же его компонентный состав играет важную роль в процессе строительства скважин. Технология приготовления буровых растворов, порядок добавления компонентов существенно влияет на изменение их технологических свойств. Это особенно характерно при использовании высокомолекулярных соединений. Поэтому определение очередности введения реагентов является актуальной задачей при разработке компонентного состава буровых растворов.

Для определения степени влияния компонентов на свойства бурового раствора исследователи часто руководствуются лишь интуитивным методом планирования эксперимента. В связи с этим затрачивается большое количество времени и материала, требуется большое количество испытаний. Авторы предлагают использовать ортогональный экспериментальный метод, который позволит сократить количество испытаний, сэкономить временные и материальные затраты, повысить степень достоверности полученных результатов [3]. Данный метод помогает в нахождении таких условий и правил проведения экспериментов, при которых удастся получить надежную и достоверную информацию об объекте с наименьшими затратами труда, а также представляет эту информацию в компактной и удобной форме с количественной оценкой точности.

Ортогональный экспериментальный метод – это математический метод планирования эксперимента, позволяющий рационально проектировать многофакторные экспериментальные исследования и анализировать данные с помощью таблиц ортогональных планов. Этот метод имеет следующие преимущества: понятные экспериментальные таблицы и простой анализ данных, с помощью чего мы сможем быстро определить главные факторы, влияющие на те или иные свойства буровых растворов.

В основные понятия ортогонального метода планирования экспериментальных исследований входят:

- 1) экспериментальные индексы;
- 2) экспериментальные факторы;
- 3) уровни факторов.

Таблицы с экспериментальными факторами и значениями уровней факторов называются ортогональными экспериментальными таблицами. Экспериментальные исследования и анализ результатов проводят по ортогональным таблицам [4]. Ортогональные экспериментальные таблицы обозначаются знаком $L_n(m^i)$, где L – одна ортогональная экспериментальная таблица; n – количество строк, то есть количество экспериментов; m – уровни факторов; i – количество столбцов, то есть количество факторов (максимальное значение i равно 4).

Если все уровни факторов одинаковы, количество экспериментов n равно:

$$n = 1 + \sum_{j=1}^k (m_j - 1)$$

где $j = 1, 2, 3, \dots, k$ номера уровней факторов.

Например, табл. 1 это одна ортогональная экспериментальная таблица $L_9(3^4)$, в которой четыре фактора (у каждого фактора три уровня) и девять экспериментов.

Планирование ортогональных экспериментов

В разрабатываемом буровом растворе использовались сульфированные фенольные смолы (SMP-II), карбокси-метилцеллюлоза (КМЦ) и поливинилпирролидон (ПВП (K90) (молекулярная масса 400000) являются высокомолекулярными соединениями. Рецепт основного бурового раствора следующая: вода + 1% SMP-II + 0,5% ПВП (K90) + 0,3% КМЦ.

Таблица 1. Ортогональная экспериментальная таблица.

| Номера экспериментов | Номера столбцов | | | |
|----------------------|-----------------|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | 1 | 2 | 2 | 2 |
| 3 | 1 | 3 | 3 | 3 |
| 4 | 2 | 1 | 2 | 3 |
| 5 | 2 | 2 | 3 | 1 |
| 6 | 2 | 3 | 1 | 2 |
| 7 | 3 | 1 | 3 | 2 |
| 8 | 3 | 2 | 1 | 3 |
| 9 | 3 | 3 | 2 | 1 |

Определение экспериментальных факторов и уровней факторов

Процентное содержание каждого из компонентов бурового раствора сильно влияет на свойства бурового раствора, поэтому при проведении экспериментов было выбрано три фактора – SMP-II, ПВП (K90) и КМЦ; уровни SMP-II – 1%, 5%, 10%, 15%; уровни ПВП (K90) – 0,5%, 1,0%, 1,5%, 2,0%; уровни КМЦ – 0,3%, 0,5%, 0,7%, 0,9%. Экспериментальные факторы и уровни факторов представлены в табл. 2.

После определения экспериментальных факторов и уровней факторов мы получили таблицу $L_{16}(4^3)$ (см. табл. 3). Результаты исследования свойств

как с увеличением концентрации ПВП (K90) и КМЦ (столбцы В и С) изменение кажущейся и пластической вязкости более существенно. Причем в большей степени это характерно с увеличением процентного содержания ПВП (K90). На рис. 1, 2 и 3 показана зависимость изме-

буровых растворов с различными компонентными составами представлены в табл. 3.

Величина R каждого столбца не постоянна. Если R больше, это значит, что его воздействие на результаты экспериментов существеннее. Поэтому, фактор, в котором величина R самая большая в столбце, является главным компонентом, влияющим на свойства бурового раствора.

Из табл. 3 видно, что с увеличением процентного содержания SMP-II (столбец А) изменение кажущейся и пластической вязкости бурового раствора незначительно (их R равна 3,13 и 2,17). В то время

нения, кажущейся и пластической вязкостей, динамического напряжения сдвига с уровнями экспериментальных факторов.

Из рис. 1, 2 и 3 видно, что на величины динамического напряжения сдвига, кажущейся и пластической вязкости больше влияет увеличение концентрации ПВП (K90) и КМЦ, нежели добавление реагента SMP-II. Кроме того, с увеличением концентрации ПВП (K90) возрастание кажущейся и пластической вязкостей больше, чем с увеличением содержания КМЦ. Таким образом, порядок влияния факторов на свойства буровых растворов следующий: $C > B > A$. То есть, наиболее значимый компонент бурового раствора, влияющий на его свойства - ПВП (K90), менее значимый компонент КМЦ и последний по значимости SMP-II.

Таблица 2. Экспериментальные факторы и уровни факторов.

| факторы | уровни | | |
|---------|-----------|--------------|--------|
| | SMP-II, % | ПВП (K90), % | КМЦ, % |
| 1 | 1 | 0,5 | 0,3 |
| 2 | 5 | 1,0 | 0,5 |
| 3 | 10 | 1,5 | 0,7 |
| 4 | 15 | 2,0 | 0,9 |

Таблица 3. Результаты ортогональных экспериментов.

| номера экспериментов | факторы | | | Кажущаяся вязкость (мПа · с) | Пластическая вязкость (мПа · с) | ДНС (Па) |
|----------------------|---------------|------------|------------------|------------------------------|---------------------------------|----------|
| | А (SMP-II, %) | В (КМЦ, %) | С (ПВП (K90), %) | | | |
| 1 | 1 | 1 | 1 | 5,65 | 5,32 | 0,0612 |
| 2 | 1 | 2 | 2 | 11,35 | 10,21 | 0,4788 |
| 3 | 1 | 3 | 3 | 16,22 | 14,92 | 1,3775 |
| 4 | 1 | 4 | 4 | 22,46 | 21,75 | 1,4286 |
| 5 | 2 | 1 | 2 | 7,86 | 8,12 | 0,4588 |
| 6 | 2 | 2 | 1 | 7,32 | 6,96 | 0,5821 |
| 7 | 2 | 3 | 4 | 21,24 | 20,12 | 1,8223 |
| 8 | 2 | 4 | 3 | 18,85 | 17,85 | 2,0731 |
| 9 | 3 | 1 | 3 | 12,14 | 11,21 | 2,0224 |

Таблица 3 (окончание). Результаты ортогональных экспериментов.

| факторы | | А (SMP-II, %) | В (КМЦ, %) | С (ПВП (К90), %) | Кажущаяся вязкость, (мПа·с) | Пластическая вязкость, (мПа·с) | ДНС, (Па) |
|--|----------------|------------------|---------------|---------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|-----------|
| номера экспериментов | | | | | | | |
| 10 | | 3 | 2 | 4 | 18,85 | 16,92 | 3,0468 |
| 11 | | 3 | 3 | 1 | 9,26 | 8,83 | 1,5223 |
| 12 | | 3 | 4 | 2 | 14,87 | 13,92 | 2,0698 |
| 13 | | 4 | 1 | 4 | 16,93 | 15,11 | 2,8742 |
| 14 | | 4 | 2 | 3 | 14,23 | 13,48 | 1,2478 |
| 15 | | 4 | 3 | 2 | 13,25 | 12,66 | 1,1118 |
| 16 | | 4 | 4 | 1 | 12,38 | 11,62 | 1,4768 |
| Кажущаяся вязкость, (мПа·с) | K ₁ | 55,68 | 42,58 | 34,61 | T _{μα} = 222,86 | | |
| | K ₂ | 55,27 | 51,75 | 47,33 | | | |
| | K ₃ | 55,12 | 59,97 | 61,44 | | | |
| | K ₄ | 52,55 | 68,56 | 79,48 | | | |
| | R | 3,13 | 25,98 | 44,87 | | | |
| Пластическая вязкость, (мПа·с) | K ₁ | 52,2 | 39,76 | 32,73 | T _{μρ} = 209,02 | | |
| | K ₂ | 53,05 | 47,57 | 44,91 | | | |
| | K ₃ | 50,88 | 56,53 | 57,48 | | | |
| | K ₄ | 52,87 | 65,14 | 73,9 | | | |
| | R | 2,17 | 25,38 | 41,17 | | | |
| Динамическое напряжение сдвига, (мПа·с) | K ₁ | 3,3461 | 5,4166 | 3,6424 | T _{τ0} = 23,6543 | | |
| | K ₂ | 4,9363 | 5,3555 | 4,1192 | | | |
| | K ₃ | 8,6613 | 5,8339 | 6,7208 | | | |
| | K ₄ | 6,7106 | 7,0483 | 9,1719 | | | |
| | R | 5,3152 | 1,6928 | 5,5295 | | | |

Примечание: В таблице K₁ - суммы результатов факторов 1 уровня; K₂ - суммы результатов факторов 2 уровня; K₃ - суммы результатов факторов 3 уровня; K₄ - суммы результатов факторов 4 уровня; R - разность максимального и минимального K; T - суммы столбцов K с максимальными R.

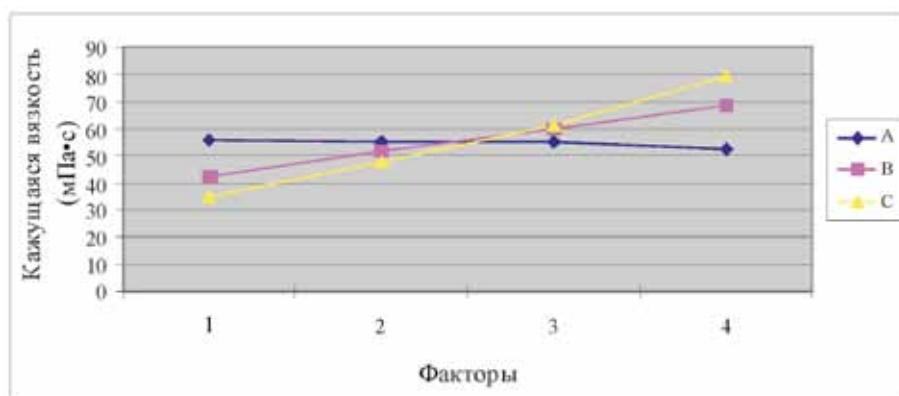


Рис. 1 Изменения кажущейся вязкости бурового раствора при других уровнях.

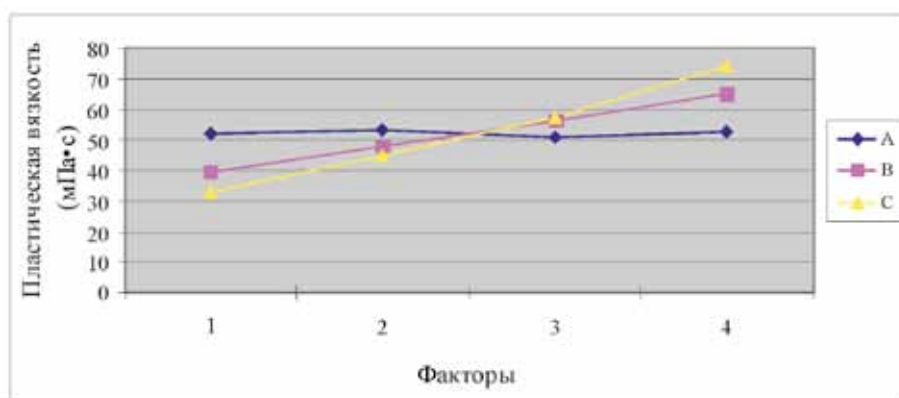


Рис. 2 Изменение пластической вязкости бурового раствора при других уровнях.

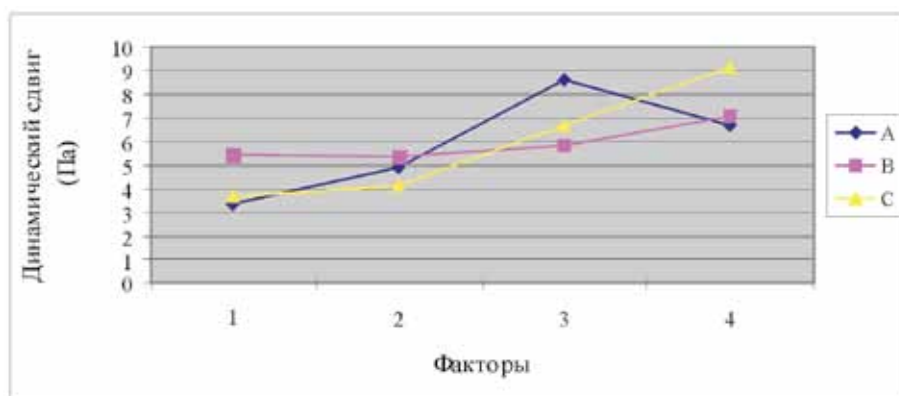


Рис. 3 Изменение динамического напряжения сдвига бурового раствора при других уровнях.

Выводы

Применение ортогонального экспериментального метода при разработке компонентного состава буровых растворов для бурения скважин в гидратосодержащих породах позволяет существенно сократить количество экспериментов, определить степень влияния и порядок добавления компонентов. Установлено, что наиболее значимый компонент бурового раствора, влияющий на его свойства - ПВП (K90), менее значимый компонент КМЦ и последний по значимости SMP-II. Таким образом, порядок добавления реагентов при приготовлении бурового раствора следующий: SMP-II, КМЦ, ПВП (K90).

ЛИТЕРАТУРА

1. Jiang Guosheng, Wang Da, Tang Fenglin, Ye Jianliang, Zhou Huayao, Ni Xiaoyang. Exploration and development of nature gas hydrates [M]. Wu Han. 2002.
2. Ning Fulong, Jiang Guosheng, Zhang Ling, Wu Xiang, Dou Bin, Tu Yunzhong. Analysis of key factors impact to wellbore stability in gas hydrates stratum [J]. Oil and gas drilling technology. 2008, 36 (3): 59-61.
3. Lv Jian, Wang Jianhua. Optimize the selection by orthogonal experiment method [J]. Water supply and sewerage [J]. 1993, 2: 44-46.
4. Wu Gang, Zhang Yiping, Zeng Zhaokai. Optimization parameter design of cemented backfill strength by orthogonal experiment method [J]. Mining Engineering. 2010, 8 (3): 24-26.

Прогнозирование характера обводнения и целесообразности проведения водоизоляционных работ

Р.Р. Кадыров¹, доктор техн. наук, зав. лабораторией;
И.Г. Фаттахов², канд. техн. наук, доцент;
Э.Р. Хамидулина¹ - инженер, А.В. Патлай¹ - инженер
(¹«ТатНИПИнефть», ²филиал ФГБОУ ВПО УГНТУ г. Октябрьский)

Обводнение продукции скважин в процессе их эксплуатации – неизбежное явление при разработке месторождений с искусственным или естественным водонапорным режимом. Одним из приоритетных направлений деятельности нефтяных компаний, находящихся на поздней стадии разработки, являются водоизоляционные работы (ВИР). В настоящее время планирование применяемых ВИР обосновывается в большинстве случаев субъективным мнением специалистов. При этом обработать крупную выборку скважин в ручном режиме весьма трудоемко и требует больших затрат времени. По этой причине с целью прогнозирования успешности проведения ВИР на основании исследований особенностей обводнения 670 скважин Ромашкинского месторождения, приведенных в [1], был разработан программный продукт «Faraz». Необходимо отметить, что при анализе были использованы скважины, обводненность добываемой продукции которых на момент обработки была 70% или более. На основе изучения данного материала было установлено пять укрупнённых групп характеристик обводнённости добываемой продукции скважин. Рассматриваемые пять разновидностей покрывают всевозможные варианты геолого-литологического расположения и соотношения нефтеносных пластов.

Проведенный анализ позволил:

- выявить зависимость особенностей геологического строения продуктивных горизонтов и соответствующих им характеристик обводнения;
- дополнить результаты геофизических исследований по определению возможностей путей проникновения воды в скважину;
- произвести оценку эффективности ВИР и выбор скважин для ремонта.

Обладающий удобным и интуитивно понятным интерфейсом программный продукт предназначен для уточнения целесообразности проведения водоизоляционных работ путем построения графиков, определяющих вид и характеристику обводнения скважины [2, 3].

Особенности обводнения скважины и успешность предполагаемых работ по гидроизоляции водопритоков определяются по графику, именуемому в последующем характеристикой обводнения скважин и построенному в безразмерной системе координат по выборке значений текущей и накопленной добычи по нефти и воде. На оси ординат

откладываются величины, характеризующие долю нефти в добываемой продукции на текущий момент времени, и определяются по формуле:

$$y = \frac{Q_{тек}^H}{Q_{тек}^H + Q_{тек}^B} \quad (1)$$

По оси абсцисс величины, характеризующие коэффициент охвата вытеснения нефти водой на дату анализа в накопленном объеме добытой жидкости, определяются по формуле:

$$x = \frac{Q_{тек}^H + Q_{тек}^B}{Q_{нак}^H + Q_{нак}^B}, \quad (2)$$

где $Q_{тек}^H$, $Q_{тек}^B$ - текущие значения накопленной добычи нефти и воды за водный период эксплуатации, м³;

$Q_{нак}^H$, $Q_{нак}^B$ - накопленная добыча нефти и воды за водный период работы скважины к моменту построения характеристики обводнения, м³.

В ходе построения характеристик обводнения скважин выделено пять типов обводнения скважин, которые представлены в табл. 1.

Доля встречающихся видов обводнения представлена на рис. 1.

Из данных табл. 1 и диаграммы (рис. 1) видно, что в случае вида 1 скважину необходимо перевести в нагнетательный фонд. Проводить водоизоляционные работы целесообразно в том случае, если вид характеристики обводнения соответствует 2-му и 3-му видам. В 27% (4-й и 5-й) из рассмотренных случаев водоизоляционные работы проводить нецелесообразно.

Критериями отбора скважин для анализа в программном обеспечении «Faraz» [4] служат следующие условия:

- до проведения ВИР срок эксплуатации скважины должен составлять не менее 7-10 лет;
- при необходимости возможна корректировка так называемых «шумов» в анализируемой выборке (чаще всего кратковременные скачки в начальном периоде эксплуатации);
- эмпирически определены рекомендации для частоты проведенных ВИР – среднее время между ремонтами

Таблица 1. Характеристики обводнения скважин, геологическое строение и рекомендации проведения ВПР.

| № | Вид характеристики обводнения | Геологическое строение коллектора согласно программе | Описание пласта | Динамика обводнения | Методы работы и рекомендации |
|---|-------------------------------|--|---|---|---|
| 1 | | | <p><u>Нижняя нефтеносная часть:</u> Один или несколько мало-мощных пропластков, достаточно распространенных и выдержанных по площади.</p> <p><u>Верхняя часть:</u> Мощный пропласток с высокой гидропроводностью.</p> | <p>Рост обводненности продукции скважин в начальный период происходит медленно благодаря влиянию непроницаемых слоев, расположенных ниже</p> | <p>Могут быть использованы для закачки воды в верхнюю нефтеносную часть пласта. Высокая гидропроводность этой части пласта и наличие достаточного выдержанных по площади и толщине естественных экранов в нижней его части в значительной мере благоприятствуют этому. Вероятность успешного проведения изоляционных работ с отключением нижней части перфорированного интервала низкая. Это связано с тем, что уже начал обводняться верхний, однородный пропласток.</p> |
| 2 | | | <p><u>Нижняя часть:</u> Мощный пропласток с высокой гидропроводностью.</p> <p><u>Верхняя нефтеносная часть:</u> Несколько хороших изолированных друг от друга пропластки меньшей мощности и проницаемости</p> | <p>Скорость нарастания обводненности в первый период работы скважины на порядок выше данной скорости на заключительных этапах ее работы. Вследствие более низкой продуктивности этих скважин.</p> | <p>Вероятность успешного проведения ВПР высокая: обводнение продукции происходит в основном за счет сравнительно мощного нижнего пропластка, отключение которого позволит значительно и надолго снизить содержание воды в продукции, т.к. верхние пропластки обводняются медленно. Скважину желательно переводить под закачку, т.к. закачиваемая вода будет приниматься в основном нижней водонасыщенной частью пласта, что во многих случаях нежелательно.</p> |

Продолжение табл. 1.

| | | | | |
|----------|--|--|---|--|
| <p>3</p> | | <p>Нижняя и верхняя части: Обводняющийся пропласток с высокой гидропроницаемостью.</p> <p>Перемичка: Мощный выдержанный по площади водонепроницаемый слой.</p> | <p>На первой стадии работы скважины обводняется нижний пропласток, на второй – про- междуточные ма- лопроницаемые и маломощные про- пластки. – на третьей – верхний.</p> | <p>ВИР, проводимые в конце I или II стадии обводнения и направленные на ликвидацию притока воды из нижнего обводнившегося пропластка, могут существенно снизить обводненность продукции. После полного обводнения скважины могут быть переведены под закачку воды в верхний ранее нефтенасыщенный интервал пласта при условии предварительной изоляции нижнего</p> |
| <p>4</p> | | <p>Пласт: Однородный высокопроницаемый пропласток значительной толщины. Либо пласт: Интервал представителем множественным маломощных пропластков примерно одинаковой гидропроницаемости.</p> | <p>Скорость нарастания обводненности высокая, продуктивность скважин низкая. Скорость нарастания обводненности будет низкой, продуктивность – высокой</p> | <p>ВИР проводить не рекомендуется</p> |
| <p>5</p> | | <p>Пласт: Аналогично пластам, что эксплуатируются скважинами типов №№ 1, 3</p> | <p>Производство скважин находится под непосредственным активным воздействием закачки жидкости в ранее нефтеносную часть разреза непосредственным воздействием закачки жидкости в ранее нефтеносную часть разреза.</p> | <p>ВИР проводить не рекомендуется</p> |

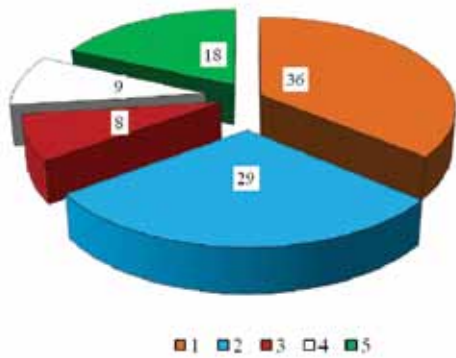


Рис. 1. Доля встречающихся видов обводнения.

должно составлять от 5 до 7 лет, количество ремонтов на скважине не должно превышать 3, возможно и больше при индивидуальном рассмотрении. Каждая ВИР может вызвать излом на графике, хотя в большинстве случаев она будет способствовать только удлинению интервалов между точками на прямом участке.

Исходными данными для построения характеристик обводнения скважин являются промысловые данные накопленной добычи нефти $Q_{тек}^H$ и воды $Q_{тек}^B$ за водный период эксплуатации; накопленной добычи нефти $Q_{нак}^H$ и воды $Q_{нак}^B$ за водный период работы скважины к моменту построения характеристики обводнения.

Необходимые параметры получены путем обработки в формате Excel текущих месячных значений добычи нефти и воды с момента начала эксплуатации скважины согласно данным корпоративных информационных систем «АРМИТС» и «Татнефть-Нефтьдобыча». Производим ввод выборки данных добычи. Поле «Данные для анализа» рассчитано для копирования таблицы по накопленной добыче нефти и жидкости. Далее, после нажатия кнопки «Посчитать» (рис. 2), программа произведет построение графика характеристики обводнения скважины, для чего по предложенным нами алгоритмам разделяет график на необходимое число частей (как правило, 1 или 2, реже 3 и редко более) и строит усредненную кривую для каждого участка.

В первой вкладке «Строение пласта» приводится возможное строение продуктивного пласта по промысловым данным. Результативность проводимого прогноза – около 90 %.

Рекомендации, прогнозирующие вероятность успешности проведения планируемых водоизоляционных работ,

показаны в следующей вкладке «Возможность ВИР» (рис. 3).

Вкладка «Информация по анализу» показывает характеристики прямых, составляющих полученную кривую на графике. Здесь выводятся коэффициенты a , b и корреляции для каждой сгенерированной прямой на графике (рис. 4).

Окончательные рекомендации, связывающие историю обводнения каждого участка и ее скорость, приводятся во вкладке «Характеристика обводнения» (рис. 5).

В программном продукте «Fagaz» существует возможность архивации результатов прогнози-

рования успешности изоляции водопритоков с последующей распечаткой для удобства работы инженера, ответственного за подбор технологий в области водоизоляции.

Результаты проведенного анализа на примере практического применения программы «Fagaz» приведем в виде сформированных рекомендаций для перспектив гидроизоляционных работ в скв. 24126 Ромашкинского месторождения (табл. 2).

Из табл. 1 вид характеристики 2 обводнения видно, что верхняя нефтеносная часть представлена несколькими хорошо изолированными друг от друга пропластками малой мощности и проницаемости, а нижняя часть наоборот является мощным пропластком

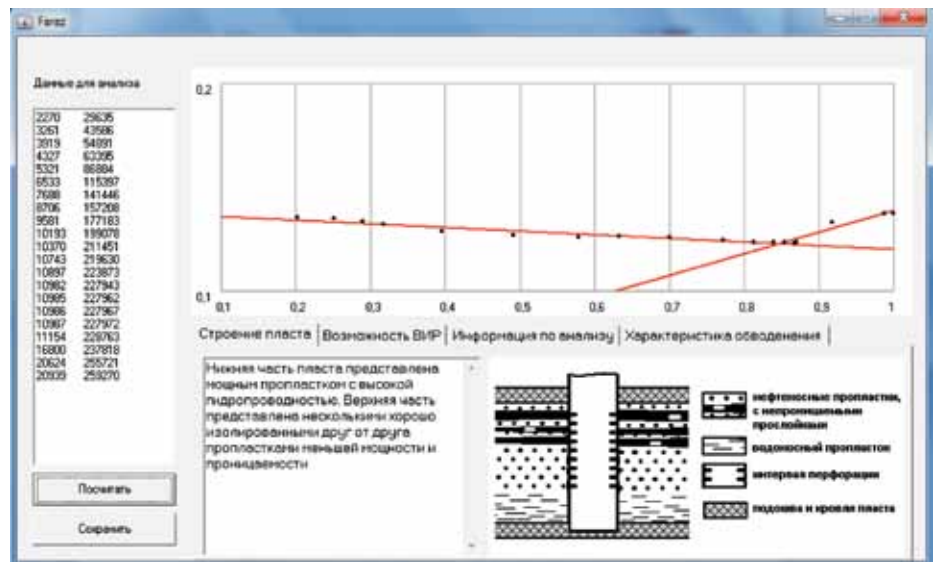


Рис. 2. Построение графика характеристики обводнения скважины.

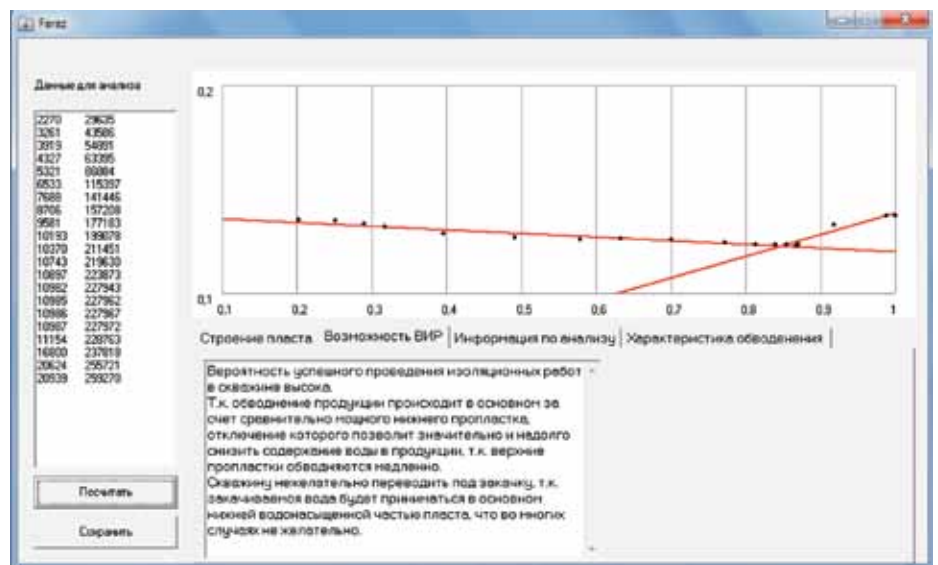


Рис. 3. Возможность водоизоляции.

с высокой гидропроводностью.

Рассмотрение данных табл. 3, полученных по результатам геофизических исследований, дают нам такую же картину, что на рисунке табл. 1 (характеристики обводнения № 2, полученные на компьютере с использованием программы «Faraz»). В верхней части идет ряд пропластков различной мощности (в нашем случае от 0,5 до 4,1 м), разнообразного характера насыщения, начиная от слабонефтенасыщенного и нефтенасыщенного пластов неясного характера насыщения и заканчивая неколлектором, водоносным пластом, водяной зоной) и представляющие непохожие геологические группы, такие как известняк; заглинизированный песчаник, песчаник; алевролит, глинистый

Таблица 2. Сопоставление полученных характеристик с геофизическим строением пласта.

| Тип обводнения | Тип коллектора согласно программе | Элемент геологического разреза скважины | Рекомендации |
|----------------|---|---|---|
| № 2 | Таблица 1 Вид характеристики обводнения № 2 | Таблица 3 | Отключение мощного нижнего пропластка позволит значительно и надолго снизить содержание воды в продукции, т.к. верхние пропластки обводняются медленно. |

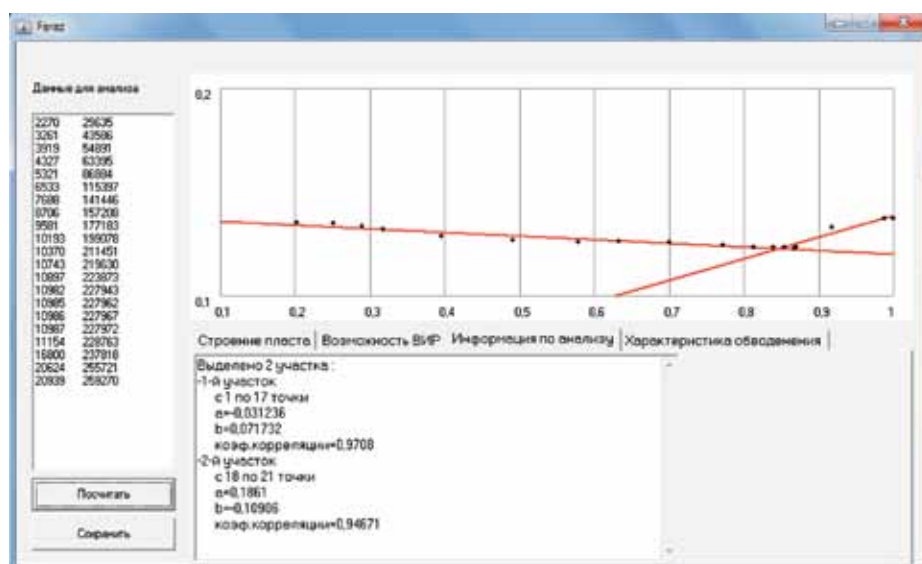


Рис. 4. Информация по анализу.

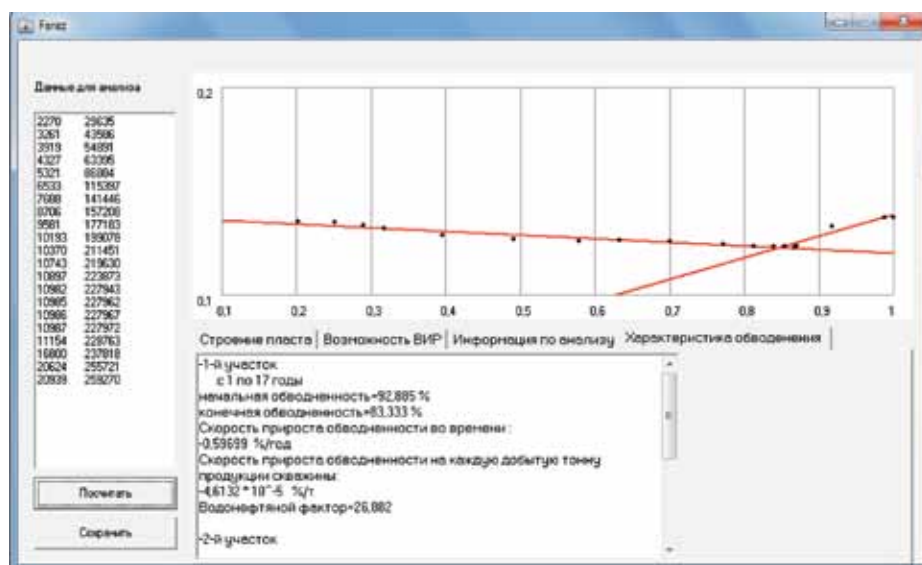


Рис. 5. Характеристика обводнения.

алевролит; неколлектор).

Следовательно, отключение мощного нижнего пропластка позволит значительно и надолго снизить содержание воды в продукции, так как верхние пропластки обводняются медленно.

Таким образом, по типу характеристики обводнения скважины можно составить представление о порядке чередования в обводняющемся интервале разреза проницаемых и непроницаемых прослоев, дополняя и уточняя результаты геофизических исследований (было проведено сопоставление в 30 скважинах, результативность составила около 90%), а также прогнозировать целесообразность рекомендуемых технологий по проведению водоизоляционных работ.

Предлагаемое техническое решение позволит стать эффективным звеном при анализе мероприятий по снижению водопритоков в добывающих скважинах, что в конечном итоге будет способствовать повышению рентабельности добычи нефти и, следовательно, внести существенный вклад в увеличение добычи нефти на месторождениях Татарстана.

Технико-экономическая эффективность внедрения данного предложения обусловлена точным прогнозированием успешности ВИР. Если средняя стоимость водоизоляционных работ составляет 2061 тыс. руб. (в ценах 2011 г.), то при годовом объеме работ 64 скважины в год в 27% из рассмотренных случаев водоизоляционные работы проводить нецелесообразно, что составляет 17 скважин. Тогда оценочная экономия за счет отказа от проведения мероприятий по ВИР, поскольку проведение ВИР в этих скважинах нецелесообразно, составит 35 млн. руб.

Таблица 3. Элемент геологического разреза продуктивного пласта по результатам геофизических исследований.

| Кровля, м | Подошва, м | Наименование пласта | Вид коллектора | Характер насыщения |
|-----------|------------|---------------------|----------------------------|----------------------------|
| 1873 | 1873,8 | RP ВЕРХ.ИЗВ. | известняк | неколлектор |
| 1877 | 1878 | Д1А | заглинизированный песчаник | слабонефтенасыщенный пласт |
| 1881,4 | 1882 | Д1Б1 | заглинизированный песчаник | неясный характер насыщения |
| 1891,1 | 1892,3 | Д1В | песчаник | нефтенасыщенный пласт |
| 1892,3 | 1893,4 | Д1В | заглинизированный песчаник | нефтенасыщенный пласт |
| 1897,5 | 1901,6 | Д1Г1 | песчаник | нефтенасыщенный пласт |
| 1901,6 | 1903,3 | Д1Г2 | песчаник | водяная зона |
| 1903,3 | 1904,8 | Д1Г2 | алевролит | водяная зона |
| 1932,2 | 1933 | RP Д2-2 (СР. ИЗВ.) | известняк | неколлектор |
| 1936 | 1937 | Д3А | глинистый алевролит | неясный характер насыщения |
| 1942,3 | 1942,8 | Д3А | глинистый алевролит | неясный характер насыщения |
| 1945 | 1946 | Д староос | неколлектор | неколлектор |
| 1952,3 | 1954,9 | Д вороб. | заглинизированный песчаник | водоносный пласт |
| 1954,9 | 1955,7 | Д вороб. | песчаник | водоносный пласт |
| 1955,7 | 1958 | Д вороб. | заглинизированный песчаник | водоносный пласт |

ЛИТЕРАТУРА

1. Л.И. Меркулова, А.А. Гинзбург. Графические методы анализа при добыче нефти. – М.: Недра, 1986. – 125с.
2. Н.Г. Ибрагимов [и др.] Определение характера обводнения скважины с использованием специализированного программного обеспечения «Гидроизоляция».
3. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2011617680 «Гидроизоляция».
4. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 201265165 «Faraz».
- // Нефтяное хозяйство. – М.:Минэнерго РФ, – 2011. – № 7. – с. 48-49.

УДК 622.248.67

Исследование влияния величины отклоняющего угла клина на разрушение бурильного инструмента при вырезании «окна» и зарезке бокового ствола роторным способом

А.А. Мухаметшин – канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник;
Р.Х. Илалов – инженер
(ТатНИПИнефть),
Т.А. Мухаметшин - инженер
(ОАО «Казанский вертолетный завод»)

В процессе вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и зарезки бокового ствола (БС) необходимо создавать на фрезы осевую нагрузку от 5,0 до 150,0 кН [1]. Для этого предусмотрено включение в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) до 100 м утяжеленных бурильных труб (УБТ). Известно также, что при создании определенной осевой нагрузки на КНБК колонна бурильных труб теряет свою первоначальную прямолинейную форму упругого равновесия и приобретает волнообразную форму. В зависимости от многих условий (диаметра скважины и бурильного инструмента, материала, из которого изготовлен бурильный инструмент, профиля ствола скважины, вида и плотности бурового раствора, способа бурения: роторный или забойным двигателем, и т.п.) могут образовываться одна или несколько полуолн и колонна бурильных труб испытывает напряжение изгиба. Так как вырезание «окна» производят роторным способом, колонна бурильных труб одновременно испытывает и тангенциальные нагрузки (крутящий момент от ротора буровой установки). При этом самое опасное место в компоновке бурильной колонны будет в резьбовом соединении УБТ вследствие их большей жесткости по сравнению с бурильными трубами. Задача сводилась к определению допустимых напряжений знакопеременного изгиба при определенном угле клина и количества циклов, при которых запас прочности бурильных труб будет достаточным, и они не будут разрушаться. Исходя из полученных данных, рассчитываем оптимальный угол клина, безопасный при вырезании «окна» в стенке обсадной колонны и бурении БС роторным способом.

Принимаем, что резьбовое соединение УБТ будет испытывать напряжение изгиба, еще не достигнув «окна» в стенке обсадной колонны скважины. В этом случае угол прогиба бурильной колонны определяется зависимостью:

$$\Theta = M_{\text{изг}} \cdot L / 2EI \quad (1)$$

где $M_{\text{изг}}$ - изгибающий момент, Н/мм;
 L - длина бурильной трубы, мм;

E - модуль упругости материала бурильной трубы, Н/мм²;
 I - момент инерции сечения бурильной трубы, мм⁴.

Нормальное напряжение изгиба определяется из выражения [2]:

$$\sigma = M_{\text{изг}} / W, \quad (2)$$

тогда:

$$M_{\text{изг}} = \sigma \cdot W. \quad (3)$$

Подставив полученное значение $M_{\text{изг}}$ в формулу (1), получаем угол прогиба бурильной колонны:

$$\Theta = \sigma \cdot W \cdot L / 2EI, \quad (4)$$

где σ - действующее нормальное напряжение изгиба, Н/мм²;
 W - момент сопротивления изгибу, мм³.

Условие прочности бурильной колонны при сложном напряженном состоянии должно удовлетворять условию:

$$\sigma^2 / [\sigma^u_k]^2 + \tau^2 / [\tau^k_k]^2 \leq 1, \quad (5)$$

где $[\sigma^u_k]$ - допускаемое нормальное напряжение, Н/мм²;

τ - действующее касательное напряжение, Н/мм²;

$[\tau^k_k]$ - допускаемое касательное напряжение, Н/мм².

$[\sigma^u_k]$ и $[\tau^k_k]$ находим по следующим формулам:

$$[\sigma^u_k] = 2 [\sigma^u_{+1}] \cdot [\sigma^u_{-1}] / ((1-r) \cdot [\sigma^u_{+1}] + (1+r) \cdot [\sigma^u_{-1}]); \quad (6)$$

$$[\tau^k_k] = 2 [\tau^k_{+1}] \cdot [\tau^k_{-1}] / ((1-r) \cdot [\tau^k_{+1}] + (1+r) \cdot [\tau^k_{-1}]), \quad (7)$$

где r - характеристика цикла, $r = \sigma_{\text{min}} / \sigma_{\text{max}}$;

$[\sigma^u_{+1}]$ - допускаемые напряжения изгиба, Н/мм².

Принимаем, что напряжения будут меняться от нуля до σ_{max} , поэтому $r = 0$, тогда:

$$[\sigma^u_{+1}] = \sigma^u_t / K, \quad (8)$$

где $[\sigma^u_{+1}]$ - допускаемые напряжения для симметричного цикла, Н/мм²;

$$[\sigma_{-1}^n] = \sigma_{-1}^n / K \cdot \alpha_{\text{кд}} \cdot \alpha_m ; \quad (9)$$

$$[\tau_{+1}^k] = \tau_{+1}^k / K ; \quad (10)$$

где $[\tau_{+1}^k]$ - допускаемое напряжение при кручении, Н/мм²;

$$[\tau_{-1}^k] = \tau_{-1}^k / K \cdot \alpha_{\text{кд}} \cdot \alpha_m , \quad (11)$$

где $[\tau_{-1}^k]$ - допускаемое напряжение при кручении для симметричного цикла, Н/мм²;

Величины σ_{-1}^n , σ_{-1}^n , τ_{+1}^k , τ_{-1}^k являются прочностными характеристиками материала бурильных труб и определяются по формулам:

$$\sigma_{-1}^n = 0,72 \cdot \sigma_B ; \quad (12)$$

$$\sigma_{-1}^n = 0,4 \cdot \sigma_B ; \quad (13)$$

$$\tau_{+1}^k = 0,36 \cdot \sigma_B ; \quad (14)$$

$$\tau_{-1}^k = 0,22 \cdot \sigma_B , \quad (15)$$

где σ_B - предел прочности материала трубы, выбирается по справочнику [3], Н/мм² ;

K - коэффициент запаса прочности, принимается $K = 1,4-1,6$; α_m - масштабный коэффициент, учитывает уменьшение предела выносливости бурильной трубы с увеличением ее абсолютных размеров, определяется по графику (рис. 1); $\alpha_{\text{кд}}$ - действительный коэффициент концентрации напряжений:

$$\alpha_{\text{кд}} = 1 + \beta (\alpha_{\text{кт}} - 1), \quad (16)$$

где β - коэффициент чувствительности материала бурильной трубы к концентрации напряжений, определяется по графику (рис. 2);

$\alpha_{\text{кт}}$ - теоретический коэффициент концентрации напряжений. Определяется по данным автора [4] для упорной конической резьбы стальных бурильных труб.

Из выражения (5) найдем σ :

$$\sigma = \sqrt{(1 - \tau^2 / [\tau_K^k]^2) \cdot [\sigma_{IK}^n]^2} . \quad (17)$$

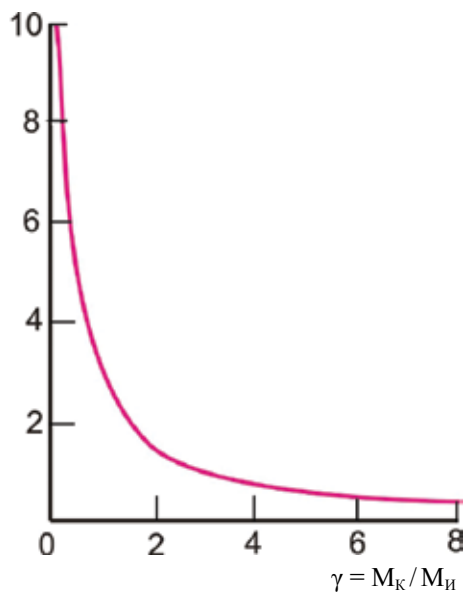
Подставив полученное выражение (17) в формулу (4), получим величину безопасного отклоняющего угла клина в градусах, при котором бурильные трубы не будут разрушаться в процессе вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и резке БС роторным способом:

$$\Theta = (W \cdot L / 2 \cdot E \cdot I) \cdot (\sqrt{(1 - \tau^2 / [\tau_K^k]^2) \cdot [\sigma_{IK}^n]^2}) . \quad (18)$$

Используя полученные выражения и свойства сталей, из которых изготовлены бурильные трубы, наиболее массово применяемые для резки и бурения БС составили программу для персонального компьютера, позволяющую определять оптимальную величину отклоняющего угла клина, при котором не происходит их разрушения по резьбовым соединениям для скважин любого диаметра и бурового инструмента, входящего в КНБК, применяемого для их бурения. Произвели исследования на примере УБТ. Результаты представлены в таблице.

Исследования показали, что УБТ диаметром от 105 до 146 мм изготавливаются одной длины – 8,0 м с внутренним отверстием диаметром от 50,3 до 72,0 мм из сталей групп прочности Д, Е, К, и величина оптимального угла клина при вырезании «окна» в стенке обсадной колонны и резке БС роторным способом, компоновкой в которую входят и такие трубы, изменяется от 1,56° до 1,67°. УБТ диаметром 178 и 203 изготавливают из стали группы прочности Д и К длиной 8,0 и 12,0 м. Для труб длиной 8,0 м оптимальным в зависимости от диаметра является угол клина от 1,24° до 1,08°, соответственно. Двенадцати метровые трубы не будут разрушаться при угле клина – 1,86° и 1,62° в зависимости от их диаметра, соответственно. Свойства сталей, из которых изготовлены бурильные трубы на их усталостную прочность влияют незначительно. При одних и тех же геометрических параметрах УБТ,

$$\alpha_m = V_\tau / V_\sigma$$



$$\beta = V / V_\sigma$$

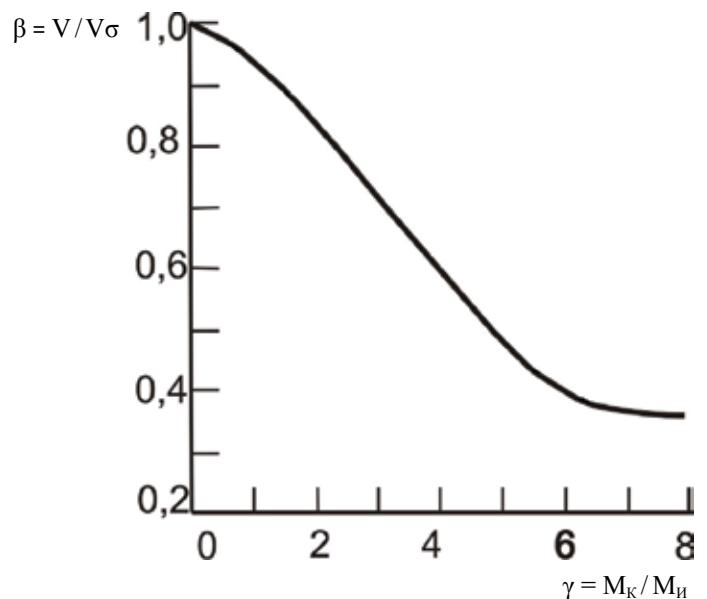


Рис. 1. Коэффициент, учитывающий уменьшение предела выносливости инструмента с увеличением его диаметральных размеров.

Рис. 2. Коэффициент чувствительности материала к концентрации напряжений.

Результаты определения безопасной величины отклоняющего угла клина для УБТ, применяемых при вырезании «окна» в стенке обсадной колонны.

| Наружный диаметр УБТ D, мм | Внутренний диаметр УБТ d, мм | Длина УБТ L, мм | Группа прочности стали | Отклоняющий угол клина Θ , град |
|----------------------------|------------------------------|-----------------|------------------------|--|
| 105 | 50,3 | 8000 | Д | 1,56 |
| 105 | 50,3 | 8000 | Е | 1,59 |
| 108 | 50,3 | 8000 | Д | 1,62 |
| 108 | 50,3 | 8000 | К | 1,65 |
| 120 | 50,8 | 8000 | Д | 1,65 |
| 120 | 50,8 | 8000 | К | 1,67 |
| 120 | 63,5 | 8000 | Д | 1,63 |
| 120 | 63,5 | 8000 | К | 1,65 |
| 127 | 57,2 | 8000 | Д | 1,61 |
| 127 | 57,2 | 8000 | К | 1,63 |
| 133 | 64 | 8000 | Д | 1,57 |
| 133 | 64 | 8000 | К | 1,58 |
| 146 | 68,3 | 8000 | Д | 1,46 |
| 146 | 68,3 | 8000 | К | 1,48 |
| 146 | 72 | 8000 | Д | 1,46 |
| 146 | 72 | 8000 | К | 1,48 |
| 178 | 72 | 8000 | Д | 1,23 |
| 178 | 72 | 12000 | Д | 1,84 |
| 178 | 72 | 8000 | К | 1,24 |
| 178 | 72 | 1200 | К | 1,86 |
| 203 | 80 | 8000 | Д | 1,08 |
| 203 | 80 | 1200 | Д | 1,62 |
| 203 | 80 | 8000 | К | 1,09 |
| 203 | 80 | 1200 | К | 1,64 |

изготовленные из сталей различных групп прочности, не будут разрушаться при величине отклоняющего угла клина, которые отличаются друг от друга от $0,03^\circ$ до $0,06^\circ$.

Это является показателем того, что чем короче инструмент и больше его наружный и внутренний диаметр, тем он больше подвержен разрушению под действием знакопеременных изгибающих и крутящих моментов, и тем меньше должен быть отклоняющий угол клина, устанавливаемого в такой скважине. Всё это также верно и для любого дру-

го инструмента, входящего в КНБК для бурения БС роторным способом, чем меньше его длина и больше его диаметр, тем больше он подвержен слому.

Резьбовые соединения и тело бурильных труб из-за своей гибкости выдерживают большую цикличность. Однако, угол клина $3,5^\circ$ и для них является критическим, что подтверждается исследованиями авторов [5, 6, 7, 8, 9] и из опыта работ по применению клиновых отклонителей с различными отклоняющими углами при вырезании «окна» в стенке обсадной колонны и зарезке бокового ствола роторным способом из обсаженных скважин во многих регионах нашей страны.

Выводы

1. Теоретическими методами проведен анализ влияния величины отклоняющего угла клина на усталостную прочность бурильных труб при вырезании «окна» в стенке обсадной колонны и зарезке БС роторным способом.

2. Для предотвращения разрушения элементов КНБК необходимо УБТ переместить от интервала «окна», а между УБТ и компоновкой фрез-райберов установить более гибкую бурильную трубу или специально изготовленный переводник.

3. Осевая нагрузка на КНБК фрез-райберов при вырезании «окна» и зарезке БС не должна превышать предел осевой устойчивости нижней бурильной трубы.

4. Необходимо обязательное проведение эхо-импульсного исследования бурильных труб, входящих в КНБК [10, 11] перед применением в скважине для вырезания «окна» и зарезки БС роторным способом.

ЛИТЕРАТУРА

1. РД 153-39.0-343-04 Регламент на строительство боковых стволов:: утв. ОАО «Татнефть» 23.04.04: ввод в действие с 10.05.04. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2003. – 54 с.
2. Беляев Н.М. Сопротивление материалов: Учебник для вузов. – М.: Наука, 1965.– 856 с.
3. Трубы нефтяного сортамента: Справочник. Под общей редакцией А.Е. Сарояна.- 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1987. – 488 с.
4. Лачинян Л.А. О влиянии переменного кручения на сопротивление усталости бурильной колонны. // Сер. Машины и нефтяное оборудование. – 1981.– № 6. – с. 16-18.
5. Федорычев В.А. Техника и технология забуривания дополнительных стволов из обсаженных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 52 с.
6. Клименченко М.Г., Микерин Б.П. Восстановление бездействующих скважин методом зарезки второго ствола. – М.: Недра, 1965. – 89 с.
7. Арутюнов Б.И. Зарезка и бурение вторых стволов в эксплуатационных скважинах. - Баку: АЗНЕФТЕИЗДАТ, 1956. - 71 с.
8. Гусейнов Ф.А., Расулов А.М., Гасанов Т.М., Гулиев Б.Б. Повышение эффективности зарезки и бурения второго ствола в добывающих скважинах.– М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 48 с.
9. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. - М.: Недра, 2002.-255 с.
10. ГОСТ 18353 – 79 Контроль неразрушающий.
11. ГОСТ 27518 – 87 Диагностирование изделий.

Новые интерактивные справочники по технике бурения, заканчивания и ремонта скважин

И.Б.Малкин - канд. техн. наук

В техническом оснащении технологического процесса бурения и нефтедобычи в Российской практике за последние 15-20 лет произошли значительные изменения. Однако техническая литература и в особенности справочная не отражают в достаточной степени происходящие перемены в отечественной нефтегазодобывающей отрасли.

В определенной мере восполнить, существующий информационный дефицит, призваны выпущенные в текущем году новые интерактивные справочники «*Техника бурения и заканчивания скважин*» и «*Техника ремонта скважин*».

Основной целью издания интерактивных справочников является ознакомление специалистов отрасли с современной техникой и технологией в удобном для пользования формате и объеме, освещающими тему по принципу «все в одном».

Электронный интерактивный формат справочников позволил в достаточном большом объеме привести описание технических средств и характеристик, показать виды технических средств, а также видео- и анимационные материалы, проиллюстрировать технологические возможности оборудования отечественного и зарубежного производства.

Обычно материалы по оборудованию представляются в форматах баз данных и обращение к таким справочным фондам вызывает определенные затруднения при поиске нужного вида или типа оборудования, когда требуется ввести полное название или ключевые слова и т.д.

Интерактивные справочники построены в «привычном» формате в виде книги, но электронной. Перед Пользователем в окнах компьютера открываются активные оглавления разделов и подразделов, а в тексте имеются активные ссылки на более подробные материалы, примеры из практики, видеоматериалы, активные инструменты возврата на исходную страницу справочника.

По всем видам оборудования, технологий применения приведены реквизиты производителей, разработчиков и поставщиков.

Среда такого электронного интерактивного формата прекрасно подходит для повседневной работы широкого круга инженерно-технического персонала предприятий, нефтяных компаний, выполняющих работы по бурению или ремонту скважин, персонала сервисных предприятий.

Справочник также актуален для преподавательского состава университетов, высших и средних учебных заведений готовящих специалистов по нефтегазовому делу, а также центров повышения квалификации персонала.

Огромный справочный материал, представленный в электронном формате, с интерактивной организацией структуры, превращается в серьезный инструмент, подходящий для поиска решения возникающих в практике задач.

В каждом разделе демонстрируются возможности или технологические особенности оборудования, а также содержатся примеры из практики. Чтобы узнать что-то новое, незачем читать электронную книгу от «корки» до «корки». Просто нужно перейти к интересующему разделу, чтобы оказаться в нужном месте! Интерактивные справочники построены так, чтобы помочь Пользователю в короткое время найти актуальную информацию по возникшей проблеме, а также ознакомиться со многими полезными, технологическими приемами из практики, о которых часто забывают в быстро развивающемся мире нефтегазовой техники и технологии. В справочниках представлено в полном объеме отечественное и зарубежное современное оборудование для бурения, заканчивания и ремонта скважин. Приведены характеристики оборудования различных производителей.

Технически интерактивные справочники реализованы на оптических носителях DVD или флеш USB накопителях и



предназначены для чтения помещенной в нем информации, в удобном виде в операционной системе **Microsoft Windows XP/Vista/Windows 7**.

«**Техника бурения и заканчивания скважин**» это новый электронный интерактивный справочник, предоставляющий новые возможности ознакомления специалистов отрасли с современной техникой, технологией бурения и заканчивания скважин на нефть и газ.

Полностью обновленный ряд буровых установок глубокого эксплуатационного бурения, выпускаемых основными производителями ОАО ВЗБТ и ЗАО "Уралмаш – буровое оборудование". Вышки с открытой передней гранью, регулируемый привод, механизированная подача труб, гидроприводные ключи, системы верхнего привода, полнокомплектные циркуляционные системы, буровые комплексы и т.д. В практике появились системы геолого-технологического контроля параметров бурения, комплексы контроля операций вскрытия пластов на депрессии. Химия буровых растворов, перешедшая с использования отходов химпроизводства на применение полноценных, целевого назначения реагентов. Значительному совершенствованию подверглись установки геологоразведочного бурения, а также установки для капитального ремонта скважин. В практику входят мобильные буровые установки и мобильные буровые комплексы. Сегодня предприятия России производят около 150 типоразмеров винтовых забойных двигателей диаметром от 43 до 240 мм. В практику широко вошли долота с алмазными режущими элементами (PDC) отечественного производства. Для бурения импрегнированными и PDC долотами в России и в зарубежной практике появляются специальные турбобуры повышенной мощности для бурения алмазными долотами.

В США ведется разработка так называемых гибридных долот с комбинированным вооружением, имеющим лопасти армированные режущими элементами (PDC) и лапы с шарошечным твердосплавным штыревым вооружением, предназначенным для проходки пород, перемежающихся твердыми пропластками.

За последнее двадцатилетие вместо отдельных комплектов и технических решений для определенных условий, в практику вошел производимый отечественными производителями многоцелевой комплекс оборудования для заканчивания скважин.

В зарубежной практике появились технологии бурения скважин для добычи сланцевого газа, а также метана из угольных пластов, которые в связи с процессами, происходящими на рынке энергоносителей, представляют самостоятельные интересы.

Широкое применение верхнего привода и долот PDC, позволявших за один рейс пробурить весь интервал для спуска кондуктора или очередной обсадной колонны, стало основой для разработанных за рубежом и готовых к применению технологических комплексов бурения скважин на обсадной колонне. При этом, одно из технологических направлений предусматривает варианты бурения на обсадной колонне с неизвлекаемой КНБК или с извлекаемой КНБК. Для такого технологического направления даже появился новый тип долот – для бурения на обсадной колонне.

Работы по глубокой перфорации пластов привели к возникновению целого технологического направления – бурению радиальных стволов. За рубежом это направление развивается и в настоящее время реализуется несколько весьма успешных технико-технологических комплексов.

Это только некоторые фрагменты тематики содержащейся в справочнике «**Техника бурения и заканчивания скважин**».

Справочник включает следующие основные разделы:

- Буровые долота
- Буровые растворы
- Жидкости глушения скважин
- Компоновки низа бурильной колонны
- Скважины с несколькими боковыми стволами
- Технология забуривания боковых стволов
- Бурение радиальных стволов скважин
- Бурение скважин на обсадной колонне
- Системы интеллектуальных скважин
- Забойные двигатели
- Трубы нефтяного сортамента
- Оборудование для заканчивания скважин
- Заканчивание скважин для добычи сланцевого газа
- Приготовление, очистка, утилизация буровых растворов
- Методы очистки стволов наклонно-направленных скважин
- Техника перфорации скважин
- Техника и технология освоения скважин свабированием
- Буровые установки для глубокого эксплуатационного бурения
- Буровые комплексы
- Установки для бурения геолого-разведочных скважин
- Установки для бурения и капитального ремонта скважин
- Буровые установки для строительных работ
- Роторы, вертлюги, ключи
- Насосы и насосные установки
- Противовыбросовое оборудование
- Колтюбинговые установки
- Осложнения и аварии при бурении
- Системы контроля процесса бурения
- Тренажеры
- Практические расчеты в бурении
- Приложения

Электронный интерактивный формат справочника позволил в достаточном большом объеме (около 4500 «статей»



или более 19000 «страниц») привести описания технических средств и характеристик, показать виды технических средств, а также сопровождающимися видео- и анимационными материалами, проиллюстрировать технологические возможности оборудования отечественного и зарубежного производства.

Интерактивный справочник «*Техника ремонта скважин*», предоставляя весь спектр отечественного и зарубежного оборудования, технологий применения, с указанием реквизитов разработчиков, изготовителей и поставщиков, предназначен для повседневной работы широкого круга инженерно-технического персонала предприятий, нефтяных компаний, выполняющих работы по ремонту скважин; персонала сервисных предприятий; преподавательского состава учебных заведений; центров повышения квалификации персонала.

Интерактивный справочник «*Техника ремонта скважин*» включает следующие основные разделы:

- Оборудование устья скважин
- Фонтанная арматура
- Колонные головки
- Оборудование для газлифтной эксплуатации скважин
- Оборудование для фонтанной эксплуатации скважин
- Ремонт скважин канатной техникой
- Гидропоршневые насосные установки
- Штанговые скважинные насосные установки
- Приводы штанговых скважинных насосов
- Насосные штанги
- Погружные электроцентробежные насосы
- Винтовые погружные насосы
- Наземные штанговые приводы винтовых насосов
- Погружные диафрагменные насосы
- Методы увеличения нефтеотдачи пласта
- Жидкости глушения для ремонта скважин
- Ремонтно - изоляционные работы
- Колтюбинговые технологии освоения и ремонта скважин
- Инструмент для проведения ремонтных работ с использованием колтюбинговых установок
- Колтюбинговые установки
- Мини-колтюбинговые установки
- Бурение боковых стволов
- Системы оборудования для исследования скважин
- Трубы нефтяного сортамента
- Аварийный инструмент для КРС
- Освоение скважин после ремонта
- Технические средства перфорации скважин
- Техника и технология свабирования
- Установки для бурения и капитального ремонта скважин
- Буровые установки для глубокого эксплуатационного бурения
- Установки для бурения геолого-разведочных скважин
- Роторы, вертлюги, ключи для бурения и КРС
- Насосы и насосные установки
- Противовыбросовое оборудование
- Средства повышения эффективности эксплуатации и ремонта скважин
- Тренажеры
- Практические расчеты

В справочнике представлено в полном объеме отечественное и зарубежное современное оборудование фонтанной, газлифтной и глубинно-насосной эксплуатации скважин. Приведены характеристики погружных электроцентробежных, штанговых, диафрагменных, гидропоршне-

вых, винтовых насосных установок различных производителей. Подробно описаны принципы выбора жидкостей глушения для ремонта скважин. Рассмотрены техника и технология, а также области применения возрожденного в последние годы метода освоения скважин свабированием. В справочнике представлены технические средства и освещены вопросы технологии ремонтно-изоляционных работ.

В разделе «Методы увеличения нефтеотдачи» рассмотрены технические средства и технологические особенности гидроразрыва пласта, газодинамического, термогазохимического воздействия на призабойную зону скважины (ПЗП) и тепловой обработки ПЗП. Рассмотрена техника гидроакустического, разрядно-лазменного методов и технология регулируемого акустического воздействия на пласт. Освещены технико-технологические средства кислотной обработки пласта. Рассмотрены технологические особенности и технические средства борьбы с АСПО, отложениями солей, песчаными пробками. Подробно рассмотрены комплекты и система оборудования ремонта скважин канатной техникой, а также технологии подземного ремонта скважин с использованием колтюбинговой техники, а также, получающему в последнее время распространение, т.н. мини-колтюбингу, позволяющему вести работы в кольцевом пространстве скважин, оборудованных штанговыми насосами.

Особое место уделено технике и технологии бурения боковых стволов скважин, которые в настоящее время осуществляются и подразделениями КРС. Приведены описания и характеристики установок для капитального ремонта, инструмента, труб нефтяного сортамента, противовыбросового оборудования, систем контроля процесса КРС. Широко представлен аварийный инструмент с рекомендациями по его применению. Приведена информация по тренажеру-имитатору капитального ремонта скважин.

В справочнике имеется раздел «Практические расчеты при ремонте скважин». В этом разделе приведен ряд задач, которые технологу по ремонту приходится решать оперативно. Решение задач реализовано в виде удобных в пользовании программ с приложением необходимых для расчетов справочных материалов.

Электронный интерактивный формат справочника «*Техника ремонта скважин*» позволил в достаточном объеме (более 18000 «страниц») показать виды технических средств и характеристик, а также видео- и анимационными материалами, проиллюстрировать технологические возможности оборудования отечественного и зарубежного производства по ремонту скважин.

Следует отметить, что по объему, широте освещения, новизне информации и виду ее представления аналогов таким справочным пособиям в отечественной практике нет.

Основной вариант поставки новых интерактивных справочников - для просмотра на любом компьютере, имеющем DVD дисковод (поставляется на DVD диске). Предусмотрена также поставка **корпоративной версии**, предназначенной для работы в локальной сети, для активации шести и более компьютеров.

Требования к системным ресурсам: **Microsoft Windows XP/Vista/Windows 7**, DVD привод. Для корректной работы «Справочника...», на компьютере Пользователя должны быть установлены **Microsoft Office 2007**, а также **Windows Media Player** и **Adobe Flash Player** последних версий.

Аннотации статей

УДК 622.244

ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ – СТРУКТУРА И ТЕНДЕНЦИИ (С. 5)

Дмитрий Георгиевич Антониади
Ольга Вадимовна Савенок

Кубанский государственный технологический университет

350072, Россия, г. Краснодар, ул. Московская, д. 2
E-mail: olgasavenok@mail.ru

В статье рассматривается проблема эффективности применения различных методов повышения нефтеотдачи из пластов с осложнёнными условиями добычи нефти. Показано, что физико-химические методы представляют собой комплексное и эффективное средство управления процессами нефтеотдачи при добыче трудноизвлекаемых нефтей, а также при эксплуатации скважин в осложнённых условиях.

Ключевые слова: методы добычи; нефть; нефтеотдача: скважина; трудноизвлекаемые запасы; физико-химические методы.

УДК 553.98

ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПОД ВЛИЯНИЕМ ТЕХНОГЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ (С. 10)

Евгений Алексеевич Гладков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

634050, Томск, пр. Ленина, 30
Тел. (3822) 56-34-70
E-mail: gladkov1974@mail.ru

В статье проведен анализ литературных и фактических данных о влиянии геомеханического изменения залежей углеводородов в процессе их разработки. Показано существенное влияние некорректной реализации системы поддержания пластового давления (ППД) на динамику движения извлекаемых подвижных запасов нефти, что в конечном итоге приводит к изменению коэффициента нефтеизвлечения (КИН).

Ключевые слова: геомеханическое

изменение; углеводороды; техногенная трещиноватость; запасы нефти; пластовое давление.

УДК 622.276.1/4"712,8"

К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ОТБОРОВ НЕФТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ (С. 16)

Артем Александрович Ерофеев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

614000, г. Пермь, Комсомольский проспект 29, каб. 416.
Тел.: +73422198238
E-mail: erofeev.a@bk.ru

Рассмотрены результаты проведения мероприятий по интенсификации притока (кислотный гидроразрыв пласта) на скважинах, эксплуатирующих залежи в карбонатных отложениях месторождений, территориально совмещенных с Верхнекамским месторождением калийных солей. Также анализируются результаты гидродинамических исследований (ГДИ), позволяющие оценить состояния призабойной и удаленной зон пласта до и после проведения КГРП.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта; продуктивность скважины; коэффициент проницаемости; добывающая скважина.

УДК 665.614

МОДИФИЦИРОВАННЫЕ БИТУМЫ ИЗ НЕФТЕШЛАМОВ (С. 20)

Вадим Идрисович Идрисов
Александр Михайлович Сыроежко
Сергей Вячеславович Дронов

Санкт-Петербургский государственный технологический институт - технический университет

190013, Санкт-Петербург, Московский пр., д. 26
E-mail: deadhost@rambler.ru

В работе изучена возможность утилизации нефтяных шламов посредством окисления и дальнейшей моди-

фикации полученных битумов с целью улучшения их эксплуатационных свойств. Предложена выработанная в лабораторных условиях последовательность технологических операций.

Ключевые слова: нефтешлам; битум; окисление; модификация; битумные композиционные материалы.

УДК 622.24.063.2

ВОЗМОЖНОСТИ СНИЖЕНИЯ АГРЕГАТНОЙ ТВЕРДОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД (С. 24)

Виктор Дмитриевич Евсеев
Антон Владимирович Епихин

Томский политехнический университет
Томский политехнический университет - ИПР

634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

В статье рассматриваются проблемы и результаты экспериментальных исследований влияния различных жидкостей на механические параметры горных пород.

Ключевые слова: энергоёмкость; П.А. Ребиндер; зернограничное трение; индентор; горная порода.

УДК 553.9 (571.5)

КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИН И ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ В ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОЙ ЗОНЕ НЕФТЕГАЗОАККОМПЛЕКТИВНОЙ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ (С. 29)

Владимир Борисович Арчегов
Николай Иванович Николаев

Санкт-Петербургский государственный горный университет - СПГУ

199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия, д. 2
Тел.: 8-(812) 328-82-00
E-mail: v.archegov@ya.ru

Промышленная нефтегазоносность рифейских отложений впервые в мировой практике была установлена на Сибирской платформе. Эти открытия резко расширили стратиграфический диапазон нефтегазоносности и наметили новые направления

нефтегазопроисковых работ. Особый интерес представляет Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления, включающая Курумбинское газонефтяное, Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное и Оморинское газоконденсатное месторождения. Обоснована конструкция, техника и технология бурения скважин в этой нетрадиционной зоне нефтегазонакопления.

Ключевые слова: Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция; Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления; блоковое строение; нефтегазоносность; конструкция скважин; технологии бурения; дальнейшие направления нефтегазопроисковых работ.

УДК 622.276.7:622.245.67

ПРИМЕНЕНИЕ СИНТЕТИЧЕСКОГО ПОЛИМЕРНОГО ВОЛОКНА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ (с. 36)

¹Рамзис Рахимович Кадыров

¹Александр Сергеевич Жиркеев

¹Антон Владимирович Патлай

²Алексей Александрович Савельев

³Дильбархон Келамединовна Хасанова

³Елена Юрьевна Вашетина

¹ТатНИПИнефть»

423230, РТ, г. Бугульма, ул. М. Джа-
лиля, д.32

Тел.: 8 (85594) 789-83

²ООО «СиАйрлайд»

454077, г. Челябинск, ул. Бродокал-
макский тракт, ба

Тел.: 8-351-270-97-35

³ООО «Наука»

423230, РТ, г. Бугульма, ул. М. Джа-
лиля, д.32

8 (85594) 789-47

В институте «ТатНИПИнефть» разработана технология ремонтно-изоляционных работ эффективная в условиях поглощений, основанная на тампонировании изолируемого интервала скважины цементным раствором с добавкой волокна строительного микроармирующего. Волокно изготавливается из термопластичных полимеров и имеет цилиндрическую форму. Цементные композиции с добавкой волокна обладают высокой подвижностью и седиментационной устойчивостью, пониженной водоотдачей, высоким кольматирующим эффектом, при этом обеспечиваются повышенные прочностные показатели цементного камня. Из 7-ми ремонтов примене-

нием данной технологии в скважинах ОАО «Татнефть» 6 ремонтов завершены с положительным результатом.

Ключевые слова: волокно; фиброцементный раствор; поглощения; проницаемость.

УДК 622.243.22

СТУПЕНЧАТАЯ ПЕРИФЕРИЯ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ В ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ (с. 40)

Станислав Васильевич Синев

Филиал «АПРЕЛЕВСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ВНИГНИ»

E-mail: stanislav-vs@mail.ru

Периферийное вооружение долот занимает особое место во взаимодействии долота с породой, поскольку выполняет двойную функцию, что ускоряет его износ. Износ уменьшается при благоприятных условиях работы периферии. Для облегчения разрушения периферии забоя и снижения износа периферийных венцов в периферию вводится ступенька и основное вооружение несколько опережают периферийное. Аналитическим и экспериментальными способами подобраны размеры периферийной ступеньки. Опробованы и выпущены малой промышленной партией долота с превосходством по проходке 80% над серийными.

Ключевые слова: основное и периферийное вооружение; долото; размеры ступеньки.

УДК 622.243.922

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН АЛМАЗНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ (с. 44)

¹Василий Иванович Спирин

¹Юрий Евдокимович Будюков

¹Виктор Иванович Власюк

²Дмитрий Николаевич Плавский

¹ОАО «ТУЛЬСКОЕ научно-исследовательское геологическое предприятие»
300026, г. Тула, ул. Скуратовская, 98
Тел.: (4872) 50-25-24

E-mail: nigp-tula@mail.ru

²ФГУ НПП «Геологоразведка»

192019, Россия, Санкт-Петербург,
ул.Книпович, д.11/2

Тел.: (812) 412-76-30

Факс: (812) 412-98-83

E-mail: geolraz@geolraz.com

Рассмотрены вопросы проводки на-

клонно направленных скважин специальным алмазным инструментом. Приведены результаты испытаний алмазного стабилизирующего инструмента.

Ключевые слова: алмазный инструмент; КНБК; отклонитель; коронка; направленная скважина.

УДК 622-24

ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СЛОЖНЫМИ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ (с. 47)

Антон Георгиевич Шатровский

E-mail: ShatrovskyAG@yandex.ru

В статье приведены технико-технические решения по проводке наклонно направленных разведочных скважин на площадях со сложным разрезом, включающим мощные толщи мягких, неустойчивых горных пород.

Ключевые слова: наклонно направленная скважина; КНБК; скважина; кондуктор; обсадная колонна.

УДК 622.245

ОПТИМИЗАЦИЯ СОСТАВОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ С ПОМОЩЬЮ ОРТОГОНАЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО МЕТОДА (с. 51)

Лю Тяньлэ

Николай Иванович Николаев

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

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

Тел.: 8-(812) 328-82-00

В процессе исследования гидрата природного газа и изменения свойств технологических жидкостей могут привести к разложению и диссоциации гидратов, что в свою очередь приводит к изменению свойств бурового раствора. В статье описан ортогональный метод планирования эксперимента, с помощью которого подобрана оптимальная концентрация таких компонентов бурового раствора, как сульфированные фенольные смолы (SMP-II), карбоксиметиллированная целлюлоза (СМС) и поливинилпирролидон (PVP (K90)). Регулируя процентное содержание каждого из этих компонентов, мы можем определить изменения кажущейся и

пластической вязкости, динамического напряжения сдвига. Таким образом, мы сможем выявить главные компоненты и степень их влияния на свойства буровых растворов.

Ключевые слова: буровой раствор для бурения в условиях образования газовых гидратов; реологические свойства; ортогональный эксперимент; планирование эксперимента.

УДК 622.276.7:622.245.43

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ХАРАКТЕРА ОБВОДНЕНИЯ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ (с. 55)

¹Рамзис Рахимович Кадыров

²Ирик Галиханович Фаттахов

³Эльвина Ринатовна Хамидуллина

¹Антон Владимирович Патлай

¹ТатНИПНефть»

423230, РТ, г. Бугульма, ул. М. Джа-
лиля, д.32

Тел.: 8 (85594) 789-83

²Филиал ФГБОУ ВПО УГНТУ г. Октябрь-
ский

452600, РБ, г. Октябрьский, ул. Девон-
ская, д.54а

Тел.: 8-937-497-92-97

Качество анализа исходных промысловых данных и подбор скважин-кандидатов на его основе для проведения ремонтно-изоляционных работ является одной из важнейших задач. В

связи с этим прогнозирование успешности технологии водоизоляции при крупной выборке скважин немыслимо без использования ЭВМ. В статье рассмотрена перспектива использования программного продукта для предварительной оценки успешности и целесообразности с экономической точки зрения проведения работ по ограничению водопритока в нефтяных скважинах.

Ключевые слова: обводнение, нефтяная скважина, программный продукт, прогнозирование и целесообразность проведения водоизоляционных работ.

УДК 622.248.67

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ОТКЛОНЯЮЩЕГО УГЛА КЛИНА НА РАЗРУШЕНИЕ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА ПРИ ВЫРЕЗАНИИ «ОКНА» И ЗАРЕЗКЕ БОКОВОГО СТВОЛА РОТОРНЫМ СПОСОБОМ (с. 61)

¹Алмаз Адгамович Мухаметшин

¹Рустам Хисамович Илалов

²Т.А. Мухаметшин

¹ТатНИПНефть

423230, РТ, г. Бугульма, ул. М. Джа-
лиля, д. 32

E-mail: maa@tatnipi.ru

²ОАО «Казанский вертолетный завод»
420085, Россия, Казань, ул. Тэцевская
14

Тел: +7 843 571 89 57

Факс: +7 843 549 65 21

E-mail: kvz@kazanhelicopters.com

В процессе вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и резки бокового ствола роторным способом бурильная колонна испытывает знакопеременные нагрузки от изгибающего момента действующего в зоне «окна» и крутящего момента от ротора буровой установки. Задача сводилась к определению величины допускаемых напряжений знакопеременного изгиба при определенном угле клина и количества циклов, при которых запас прочности бурильных труб будет достаточным, и они не будут разрушаться.

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

НОВЫЕ ИНТЕРАКТИВНЫЕ СПРАВОЧНИКИ ПО ТЕХНИКЕ БУРЕНИЯ, ЗАКАНЧИВАНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН (с. 64)

Илья Борисович Малкин

E-mail: tbr3@yandex.ru

Приведено описание новых интерактивных справочников: «Техника бурения и заканчивания скважин» и «Техника ремонта скважин».

Ключевые слова: интерактивный справочник; компьютер; техника бурения; техника ремонта скважин.

DIFFICULT OIL: STRUCTURE AND TRENDS (p. 5)

Dmitrijj Georgievich Antoniadi
Ol'ga Vadimovna Savenok

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

E-mail: olgasavenok@mail.ru

The paper discusses the effectiveness of different methods for oil resources whose production is problematic. There is shown that physicochemical methods are complex and effective way to control process of production for oil reserves difficult to recover and for wells with abnormal operating conditions.

Key words: production methods, oil recovery, hole, difficult oil, physicochemical methods.

HYDROCARBON RESERVOIRS: GEOMECHANIC CHANGES INFLUENCED BY TECHNOGENIC FRACTURING (p. 10)

Evgenijj Alekseevich Gladkov

National Research Tomsk Polytechnic
University, Tomsk Polytechnic University,
TPU

30, Leninsky prospect, Tomsk, 634050,
Russia

Phone: (3822) 56-34-70

E-mail: gladkov1974@mail.ru

The article deals with geomechanic changes of hydrocarbon deposits in the process of the production. Significant influence of incorrect reservoir pressure maintenance system on recoverable oil reserve dynamics was revealed. Finally this may result in changes of oil recovery factor.

Key words: geomechanic changes, hydrocarbons, technogenic fracturing, oil resources, formation pressure.

ABOUT OIL WITHDRAWAL STIMULATION FOR PERM REGION OIL FIELD DEVELOPMENT (p. 16)

Artem Aleksandrovich Erofeev

Perm National Research Polytechnic
University

of. 416, 29, Komsomol'skijj prospect,
Perm', 614000, Russia

Phone: +73422198238

E-mail: erofeev.a@bk.ru

The results of the stimulation activities (acid fracturing) for the wells in carbonate sediment deposits, spatially combined with

Verkhnekamskoye potassium salts are given. The paper also analyzes the results of hydrodynamic research to assess the state of near wellbore reservoir and remote areas before and after acid fracturing.

Key words: hydraulic fracturing, well productivity, permeability index, production well.

MODIFIED BITUMEN OF OIL SLUDGES (p. 20)

**Vadim Idrisovich Idrisov
Aleksandr Mikhajlovich Syroezhko
Sergej Vjacheslavovich Dronov**

Saint-Petersburg State Institute of Technology (Technical University)
26, Moskovskijj prospect, St. Petersburg, 190013, Russia
E-mail: deadhost@rambler.ru

The paper deals with possible of utilization oil sludges by means of oxidation and further modification of the received bitumens to improve operational properties. Laboratory-derived sequence of operations was put forward.

Key words: oil sludges, bitumen, oxidation, modification, bitumen composite materials.

THE WAYS TO REDUCE ROCK AGGREGATE STRENGTH (p. 24)

**Viktor Dmitrievich Evseev
Anton Vladimirovich Epikhin**

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk Polytechnic University, TPU
30, Leninsky prospect, Tomsk, 634050, Russia
Phone: (3822) 56-34-70
E-mail: evseevVD@ignd.tpu.ru

The article discusses the problems and experimental results of various liquids impact on rock mechanical properties.

Key words: energy-consuming; P.A. Reh binder; grain boundary friction; indenter; rock.

WELL DESIGN AND DRILLING ENGINEERING FOR UPUBCHENKO-TOHOMSKAYA OIL AND GAS ACCUMULATION ZONE OF LENA-TUNGUSSKAYA PETROLEUM PROVINCE (p. 29)

**Vladimir Borisovich Archegov
Nikolajj Ivanovich Nikolaev**

Saint-Petersburg State Mining Institute Vasilievsky ostrov, 21 st line, h.2, St. Petersburg, 199026, Russia
Phone: 8-(812) 328-82-00
E-mail: v.archegov@ya.ru

Commercial oil-and-gas content of Sinian deposits for the first time ever were discovered on Siberian plate. These discoveries broadened stratigraphic margins for oil and gas occurrence and pointed out new ways for petroleum exploration. Upubchenko-Tohomskaya oil and gas accumulation zone including Kuilymbinskoye, Upubchenko-Tohomskaya and Omorinskoye oil, gas and gas-condensate fields are of special interest. Well design, drilling methods and technology for this specific hydrocarbon accumulation zone are given.

Key words: Upubchenko-Tohomskaya petroleum province; Upubchenko-Tohomskaya oil and gas accumulation zone; block structure; oil-and-gas content; well design; drilling technology; prospective trends for oil and gas activities.

SYNTHETIC POLYMER FIBER APPLICATION TO IMPROVE REPAIR-AND-RENEWAL OPERATIONS (p. 36)

¹Ramzis Rakhimovich Kadyrov
¹Aleksandr Sergeevich Zhirkeev
¹Anton Vladimirovich Patlajj
²Aleksejj Aleksandrovich Savel'ev
³Dil'barkhon Kelamedinovna Khasanova
³Elena Jur'evna Vashetina

¹TatNIPIneft
32, M. Djalil Str., Bugulma, Republic of Tatarstan, 423236, Russia
Phone: 85594 789-83
²«СиАйрлайд» LLC
6а, Brodokalmakskijj trakt, Cheljabinsk, 454077, Russia
Phone: 8-351-270-97-35
³«Наука» LLC
32, M. Dzhalilja Str., Bugul'ma, Republic of Tatarstan, 423230, Russia
Phone: 8 (85594) 789-47

TatNIPIneft has developed a remedial cementing technology to fight lost circulation issues. The technology uses cement compositions with reinforcing fiber additives. Reinforcing fiber is made of thermoplastic polymer and has a cylindrical shape. Cement systems are characterized by high mobility, enhanced sedimentation stability, reduced water loss, good mudding off properties, ensuring high set strength. Out of seven remedial jobs performed in TATNEFT

wells, six yielded positive results.

Key words: fiber, fiber-cement slurry, lost circulation, injectivity.

STEPPED PROFILE OF CONE BITS AND DRILLING EFFICIENCY (p. 40)

Stanislav Vasil'evich Sinev

«АПРЕЛЕВСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ ВНИГНИ»
E-mail: stanislav-vs@mail.ru

The peripheral bit cutting structure play a pivotal role in bit interaction with rock as serve a dual function. That accelerates its wear. Wear decreases under favorable operating conditions of the peripheral part of bit. For simplification the destruction of bore-hole bottom periphery and decrease wear of peripheral teeth rows the step is done and the main cutting elements exceed peripheral ones. The size of peripheral step has been determined analytically and experimentally. A small lot of bits have been tested and manufactured. Their footage exceed by 80% conventional ones.

Key words: basic and peripheral cutting structure, bit, size of step.

ENGINEERING SUPPORT OF DIRECTIONAL DRILLING WITH DIAMOND BITS (p. 44)

¹Vasilijj Ivanovich Spirin
¹Jurijj Evdokimovich Budjukov
¹Viktor Ivanovich Vlasjuk
²Dmitrijj Nikolaevich Plavskijj

¹JSC «Tula Scientific-Research Geological Institute»
98, Skuratovskaja str., Tula, 300026, Russia
Phone: (4872) 50-25-24
E-mail: nigp-tula@mail.ru
²SIE «Geologorazvedka»
11/2, Knipovich str., St. Petersburg, 192019, Russia
Phone: (812) 412-76-30
Fax: (812) 412-98-83

The problems of directional drilling with the use of special diamond bits are discussed. Diamond stabilizers test results are given.

Key words: diamond tools, BHA, deflector, core bit, directional well.

PLANNING EXPLORATION DIRECTIONAL WELLS FOR OIL FIELDS WITH DIFFICULT GEOLOGICAL SITUATION (p. 47)

Anton Georgievich Shatrovskijj

E-mail: ShatrovskyAG@yandex.ru

The paper discusses technical and process design details of directional wells for oil fields under difficult geological conditions, including thick series of soft unstable formations.

Key words: directional well, BHA, well, conductor, casing.

DRILL MUD COMPOSITION OPTIMIZING FOR GAS HYDRATE WELLS WITH THE USE OF EXPERIMENTAL ORTHOGONAL METHOD (p. 51)

Lju Tjan'leh
Nikolaj Ivanovich Nikolaev

National Mineral-Resources University «Gorny»
Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
Phone: (812) 328-82-00

In the process of natural gas hydrate researches the changes of drilling fluids properties can lead to the hydrate decomposition and reformulation and to affect the normal drilling. According to the orthogonal test method, the rheological properties of drilling fluids which contain different ingredients, such as sulfonated phenolic resin (SMP-II) carboxymethyl cellulose (CMC) and polyvinylpyrrolidone (PVP (K90)), are given in this paper. Changing percentage of these components in drilling fluid we can detect changes of apparent viscosity, plastic viscosity and yield point of drilling fluids. Thus we may define the main components and the degree of their impact on drilling fluids properties.

Key words: drilling fluid for gas hydrate formations; rheological

properties; orthogonal test; experimental design of experiment.

PREDICTIVE MODELING FOR WATER ENCROACHMENT AND ISOLATING WORKS ADVISABILITY (p. 55)

¹Ramzis Rakhimovich Kadyrov
²Irik Galikhanovich Fattakhov
¹Ehl'vina Rinatovna Khamidullina
¹Anton Vladimirovich Patlajj

¹TatNIPIneft
32, M. Djalil Str., Bugulma, Republic of Tatarstan, 423236,
Phone: 85594 789-83
²ФГБОУ ВПО УГНТУ г. Октябрьский
54а, Devonskaja Str., Oktjabr'skijj, 452600, Russia
Phone: 8-937-497-92-97

Candidate wells for isolating works are selected based on initial oilfield data and the quality of the latter plays a pivotal role in the success of the operations. When a gross sample of wells has to be considered, it is practically impossible to forecast efficiency of water control technologies without computerizing. The paper discusses the potential of using a software product for water control efficiency assessment in oil wells and consideration of economic aspects thereof.

Key words: water breakthrough, oil well, software product, forecast, feasibility of water control operations.

WEDGE DEFLECTION ANGLE AND DRILLING TOOL DESTRUCTION WHILE MILLING WINDOW AND SIDETRACKING WHEN ROTARY DRILLING (p. 61)

¹Almaz Adgamovich Mukhametshin

¹Rustam Khisamovich Ilalov
²T.A. Mukhametshin

¹TatNIPIneft
32, M. Djalil Str., Bugulma, Republic of Tatarstan, 423236, Russia
E-mail: maa@tatnipi.ru
²«Kazan Helicopters» JSC
14, Tehcevskaja Str., Kazan', Republic of Tatarstan, 420085, Russia
Phone: +7 843 571 89 57
Fax: +7 843 549 65 21
E-mail: kvz@kazanhelicopters.com

In the process of window milling in the casing wall for sidetracking using rotary system, the drill string is subject to different reversal loads resulting from bending moment in the window zone and torque from the rotary table. The objective of the work was to determine critical bending loads at certain wedge angle and the number of cycles in terms of drill pipes safety.

Key words: sidetrack, wedge, wedge angle, normal stress, shear stress, ultimate tensile strength of pipe material, safety factor.

DRILLING TECHNIQUE, COMPLETIONS AND WORKOVER. NEW INTERACTIVE REFERENCE BOOKS (p. 64)

Il'ja Borisovich Malkin

E-mail: tbr3@yandex.ru

New interactive reference books - "Drilling and completion technique" and "Well repair technique". Description is given.

Key words: interactive reference book, computer, drilling technique, well repair technique.



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

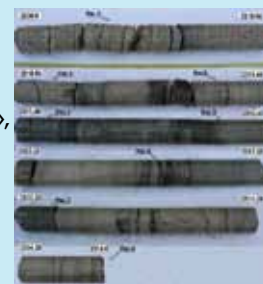
Москва, Дмитровский проезд, дом 10, тел.: +7 (495) 543-9116

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»,
 - «Шлюмберже»
- и другие.



Наиболее полная картина отраслевых технологий



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