

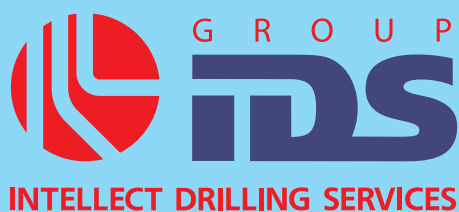
Инженер-нефтяник

№ 3'2011

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Проблемы внешнеэкономической деятельности в нефтегазовой отрасли
Геохимический индикатор прогноза обводнения газоконденсатных залежей
Эффективность эксплуатации скважин электроцентробежными насосами
Модель движения нефти в горизонтальных продуктивных пластах
Эффективность реагентов-понижителей твёрдости горных пород
Профессору Анатолию Георгиевичу Калинину 80 лет!

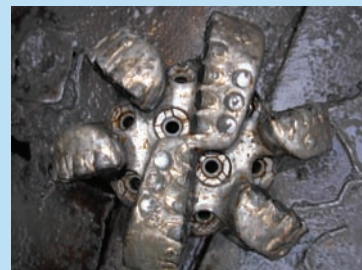


**Интегрированный
буровой сервис**



Адрес компании:
127422, Москва,
Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 543 9116
факс: +7 (495) 543 9612
e-mail: info@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 программы углубления скважины при бурении роторным способом и при использовании забойных двигателей;
- инженерное сопровождение программы углубления скважины с поставкой комплекта долот шарошечных и PDC отечественного и зарубежного производства;
- отбор керна при роторном способе бурения и при использовании забойных двигателей усовершенствованными керноотборными снарядами;
- прокат турбобуров, а также винтовых забойных двигателей собственного производства;
- технико-экономический анализ результатов отработки долот, забойных двигателей с разработкой рекомендаций по повышению эффективности бурения

ИНЖИНИРИНГ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

- разработка рабочих программ 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

ИЗДАЕТСЯ С 2007 ГОДА

№3 2011г.

ВЫХОДИТ 4 РАЗА В ГОД

СОДЕРЖАНИЕ

5

Проблемы внешнеэкономической деятельности в нефтегазовой промышленности как фактор расширения теневого сектора Бобырев В.В.

8

Модель движения ньютоновской нефти в горизонтальных продуктивных пластах постоянной мощности Сорокин А.Г.

12

Оценка условий применения методов обработки кривых восстановления давления скважин в карбонатных коллекторах Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Турбаков М.С.

16

Описание результатов работы математической модели повышения эффективности скважин при обработке карбонатосодержащего пласта соляной кислотой Кабиров И.Ф.

20

Исследование возможности использования азота как геохимического индикатора прогноза обводнения газоконденсатных залежей Сирая Н.В., Иванкив О.А., Голуб О.Г.

25

К оценке эффективности эксплуатации электроцентробежными насосами добывающих скважин с высоким газовым фактором Лекомцев А.В., Устькачкинцев Е.Н., Турбаков М.С.

28

Исследование ингибирующей способности полигликолевого бурового раствора с кинетическим ингибитором при разведке газовых гидратов Николаев Н.И., Лю Тяньлэ, Вафин Р.М.

32

Результаты экспериментальных исследований эффективности реагентов-понижителей твердости пород в составе буровых растворов Николаев Н.И., Леушева Е.А.

35

Определение функций кривой плавления для описания фазовых переходов в парафинистых нефтях Филиппов А.И., Ишмуратов Т.А.

39

Вопросы повышения эффективности проводки скважин и боковых стволов по сложному профилю Повалихин А.С., Коваленко В.В., Солодкий К.М.

42

Учёный, педагог, изобретатель

45

Аннотации статей

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 кафедры современных технологий бурения скважин 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"

Кочуков Вячеслав Васильевич – к.т.н., 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, зав. кафедрой 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»

Фортунова 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.

Проблемы внешнеэкономической деятельности в нефтегазовой промышленности как фактор расширения теневого сектора

В.В. Бобырев – канд. юрид. наук, депутат Госдумы РФ
заместитель председателя Комитета Госдумы РФ

Действующие механизмы производственно-хозяйственной и экономической деятельности в нефтегазовом промышленном комплексе характеризуются наличием существенных недостатков и противоречий, которые не только ограничивают потенциал развития отрасли, но также являются факторами, способствующими расширению теневого сектора экономики и созданию дополнительных угроз государственной энергетической и экономической безопасности. Являясь в экономике страны одним из важнейших стратегических секторов, нефтегазовая промышленность в сложившихся условиях функционирования объективно не в состоянии сколь существенно содействовать преодолению кризисных явлений в промышленном производстве, в бюджетно-финансовой системе, их последовательной стабилизации.

Проблемы налогового регулирования и ценообразования, недостатки в порядке лицензирования и организации экспорта продукции нефтегазовой промышленной отрасли способствуют осуществлению теневой экономической деятельности, в том числе выводу углеводородного сырья и продуктов его переработки с легального рынка в теневой сектор, сокрытию от налогообложения значительных незаконных доходов, стимулирующих воспроизводство теневого бизнеса и усиление коррупционных проявлений.

Факторы роста теневого экспорта

Экспорт нефти и нефтепродуктов осуществляется без каких-либо ограничений и особых требований в отношении допуска хозяйствующих субъектов к указной внешнеэкономической деятельности, без гибкого использования возможностей как тарифного, так и нетарифного регулирования, без учета стратегической значимости продукции нефтедобычи и нефтепереработки. Вследствие этого экспортный доход от нефти и нефтепродуктов, являющихся одним из основных товаров российского экспорта, преимущественно остаётся у частного бизнеса в лице приватизированных нефтяных компаний и многочисленных посреднических фирм, минуя государственный бюджет. Кроме этого, для экспорта нефти и нефтепродуктов характерно систематическое нарушение порядка декларирования, его недостоверность, в том числе искажение экспортной стоимости вывозимой нефтепродукции с целью сокрытия от налогообложения значительной части прибыли, уменьшения выплачиваемых экспортных пошлин, увеличения разме-

ра налога на добавленную стоимость (НДС), подлежащего компенсации экспортерам из федерального бюджета. В результате нередко объём выплаченных экспортерам компенсаций по НДС значительно превышает общий объём перечисленного в федеральный бюджет налога на добавленную стоимость. Ситуация усугубляется устойчивой тенденцией роста размеров выплаченных компенсаций по НДС, причем темпами, существенно опережающими динамику российского экспорта.

На фоне высокой рентабельности экспорта нефти и нефтепродуктов перечисленные факторы приводят к серьёзным негативным последствиям в виде больших потерь государственного бюджета, причинения существенного ущерба экономике страны. В связи с этим возрастает актуальность оптимизации существующих в нефтяной промышленности механизмов государственного регулирования внешнеэкономической деятельности.

Важным фактором, способствующим использованию экспортерами различных нелегитимных, теневых схем, в том числе при декларировании вывозимой нефтепродукции, является отсутствие законодательных ограничений по допуску хозяйствующих субъектов в качестве экспортеров нефти и нефтепродуктов, а также особых требований, критериев для получения такого статуса. В этой связи особое значение приобретает имеющийся альтернативный вариант регулирования, установленный для экспорта газа.

Особенности регулирования экспорта газа

Федеральный закон "Об экспорте газа" [1] ввел единый экспортный канал для вывоза газа из России. В этих целях указанный закон установил исключительное право на экспорт газа, а также определил два критерия, при соответствии одному из которых хозяйствующему субъекту предоставляется право на экспорт газа. Такими критериями являются:

- 1) потенциальный экспортер должен быть собственником единой системы газоснабжения;
- 2) экспортером газа может быть дочернее общество указанной в первом пункте компании, при ее обязательном стопроцентном участии в уставном капитале такого дочернего общества.

В настоящее время указанным требованиям соответствуют две компании: ОАО "Газпром" и его дочерняя компания "Газпром экспорт". ОАО "Газпром" является собственником

единой системы газоснабжения, представляющей собой¹ имущественный производственный комплекс, который состоит из технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа, и находится в собственности организации, образованной в установленных гражданским законодательством организационно-правовой форме и порядке, получившей объекты указанного комплекса в собственность в процессе приватизации либо создавшей или приобретшей их на других основаниях, предусмотренных законодательством Российской Федерации [2].

Компания, соответствующая вышеуказанным критериям, вправе приступить к деятельности по экспорту газа, только после получения лицензии, выдаваемой Министерством промышленности и торговли Российской Федерации [3] в порядке, установленном для лицензирования внешнеэкономической деятельности и регулируемом Федеральным законом "Об основах государственного регулирования внешнеэкономической деятельности" [4] и Положением о лицензировании в сфере внешней торговли товарами и о формировании и ведении федерального банка выданных лицензий [5].

Таким образом, был введен единый экспортный канал применительно к вывозу газа с таможенной территории Российской Федерации. Практика использования такого инструмента нетарифного регулирования, как исключительное право на экспорт и (или) импорт, не противоречит международным принципам торговли и основным положениям ГАТТ/ВТО². В мировой практике встречаются случаи введения отдельными странами (членами ГАТТ) экспортной монополии на поставки газа (Норвегия сделала это до вступления в ГАТТ, Алжир - после присоединения к ГАТТ).

Введение единого экспортного канала для поставок газа из России обосновано Федеральным законом "Об основах государственного регулирования внешнеэкономической деятельности" (статья 32), в соответствии с которым могут применяться меры неэкономического характера, затрагивающие внешнюю торговлю товарами и вводимые исходя из национальных интересов, исчерпывающий перечень которых приведен в указанном законе. Основаниями для применения мер нетарифного государственного регулирования внешней торговли применительно к экспорту газа могут быть следующие национальные интересы, входящие в указанный перечень:

- предотвращение исчерпания невозполнимых природных ресурсов;
- обеспечение безопасности государства;
- выполнение международных обязательств Российской Федерации.

¹ Понятие единой системы газоснабжения установлено статьёй 6 Федерального закона "О газоснабжении в Российской Федерации".

² Генеральное соглашение по тарифам и торговле (ГАТТ) (англ. *General Agreement on Tariffs and Trade, GATT*) - принятое в 1948 г. многостороннее соглашение между многими странами мира, содержащее правила заключения межстрановых торговых контрактов и ведения международных торговых операций. Участники соглашения предоставляют друг другу благоприятные условия взаимной торговли (режим наибольшего благоприятствования в торговле). Соглашение призвано устранять излишние ограничения и дискриминацию во внешней торговле. В 1995 г. преобразовано во Всемирную торговую организацию.

Федерации.

Установление исключительного права на экспорт газа - не единственный случай применения принципа единого экспортного канала в российской практике государственного регулирования внешнеэкономической деятельности. Например, в 2001 году Указом Президента РФ от 21 июня 2001 г. № 742 "О порядке ввоза в Российскую Федерацию и вывоза из Российской Федерации драгоценных металлов и драгоценных камней" исключительное право на экспорт аффинированных платины и металлов платиновой группы было предоставлено государственному унитарному предприятию "Внешнеэкономическое объединение "Алмазювелирэкспорт". В настоящее время этот порядок скорректирован в виде определения критериев по группам потенциальных экспортеров, только при соответствии которым возможно осуществлении экспортной деятельности [6].

Основные направления совершенствования государственного регулирования экспорта продукции нефтегазовой промышленности

С учетом сохраняющейся продолжительное время высокой рентабельности экспорта нефти и нефтепродуктов, необходимости мобилизации в федеральный бюджет дополнительных доходов, проведения эффективной социальной политики, увеличения трансфертных платежей бюджетам субъектов Российской Федерации, а также в целях обеспечения противодействия теневому экспорту, устранения его факторов и последствий, повышения эффективности государственного регулирования и контроля экспортной деятельности необходимо формирование государственной политики в области экспорта углеводородного сырья и продуктов его переработки. При этом следует исходить из принципов обеспечения комплексного, скоординированного и последовательного государственного регулирования, отвечающего условиям экономической целесообразности, своевременности, прозрачности, гласности о результатах (степени эффективности) принятых государственных решений, их своевременной корректировки.

В целях повышения эффективности экспорта нефти и нефтепродуктов (в том числе увеличения доходов и сокращения потерь государственного бюджета) предлагается следующее:

1. Ввести государственную монополию на экспорт нефти и нефтепродуктов, предоставив исключительное право на экспорт специализированной государственной организации, например, ОАО «АК «Транснефть». При этом правомочность экспортной деятельности должна устанавливаться путем выдачи соответствующей лицензии. Экспортируемая продукция может передаваться в собственность экспортирующей государственной компании либо эта компания осуществляет экспорт на основании договора комиссии, заключаемого с собственником экспортируемого товара. В первом варианте может быть законодательно установлена отмена взимания вывозных таможенных пошлин. В целях повышения эффективности государственного контроля следует предусмотреть создание в экспортирующей компании наблюдательного органа, состоящего из представителей Счётной палаты Российской Федерации, Генеральной прокуратуры, Правительства Российской Федерации, независимых экспертов (в том числе представителей средств массовой информации).

2. В качестве альтернативы варианту, изложенному в п.1, может быть предложено введение механизма (без установления государственной монополии на экспорт), также ограничивающего доступ к осуществлению экспорта нефтепродукции, но расширяющего число потенциальных экс-

портёров путем установления на законодательном уровне критериев, которым они должны соответствовать. Предоставление права на экспорт должно носить разрешительный характер посредством лицензирования с последующим принятием Правительством Российской Федерации решения об утверждении перечня организаций-экспортеров.

3. Установить квотирование экспортных поставок продукции нефтегазовой промышленности. Такая мера будет способствовать повышению уровня сбалансированности внешнеторгового рынка и рынка внутреннего потребления продукции нефтегазового комплекса, координации цен, улучшению качества (глубины) переработки нефтепродуктов.

4. В качестве альтернативы вывозным (экспортным) таможенным пошлинам предлагается рассмотреть возможность введения дифференцированной ставки налога на доход, определяемый в объеме выручки от производственной и торговой деятельности в нефтегазовой промышленности, отменив налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и налог на прибыль. Такая мера упростит механизм администрирования таможенных и налоговых платежей, повысит их прозрачность, увеличит бюджетную доходность экспор-

та нефтепродукции, потенциал сбалансированности бюджета, а установление системы дифференцированных ставок будет способствовать снижению спекулятивных факторов, экономической необоснованности формирования в отрасли сверхдоходов, их деструктивных последствий, сокращению деформации налоговой системы, макроэкономической разбалансированности, диспропорций в промышленном производстве, а также стимулированию экономического роста.

5. В целях противодействия контрабандному вывозу нефти и нефтепродуктов, завуалированному под осуществление процессинговых схем нефтепереработки давальческого сырья, целесообразно рассмотреть введение мер страховых гарантий предотвращения возможных рисков не возвращения в страну нефтегазовой продукции. При этом может применяться как классическое страхование, так и залоговый механизм в виде внесения денежного залога на сумму не ниже рыночной стоимости вывезенного углеводородного сырья и невозвращенной в страну продукции его переработки. Залог должен обращаться в доход государства при причинении ущерба вследствие указанной деятельности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон от 18 июля 2006 г. № 117-ФЗ "Об экспорте газа".

2. Федеральный закон от 31 марта 1999 г. № 69-ФЗ "О газоснабжении в Российской Федерации" (в редакции Федеральных законов от 22 августа 2004 г. № 122-ФЗ, от 23 декабря 2005 г. № 182-ФЗ, от 2 февраля 2006 г. № 19-ФЗ, от 18 декабря 2006 г. № 232-ФЗ, от 26 июня 2007 г. № 118-ФЗ, от 18 июля 2008 г. № 120-ФЗ, от 30 декабря 2008 г. № 309-ФЗ, от 30 декабря 2008 г. № 313-ФЗ).

3. Постановление Правительства РФ от 05 июня 2008 г. № 438 "О Министерстве промышленности и торговли Российской Федерации" (в редакции Постановлений Правительства РФ от 13.10.2008 № 753, от 07.11.2008 № 814, от 29.12.2008 № 1052, от 27.01.2009 № 43, от 10.03.2009 № 218, от 15.06.2009 № 482, от 23.06.2009 № 523, от 12.08.2009 № 656, от 02.02.2010 № 37, от 20.02.2010 № 67, от 09.06.2010 № 405, от 15.06.2010 № 438, от 26.07.2010 № 553, от 20.08.2010 № 650, от 20.08.2010 № 651, от 29.10.2010 № 871).

4. Федеральный закон от 8 декабря 2003 г. № 164-ФЗ "Об основах государственного регулирования внешнеторговой деятельности" (в редакции Федеральных законов от 22 августа 2004 г. № 122-ФЗ, от 22 июля 2005 г. № 117-ФЗ, от 2 февраля 2006 г. № 19-ФЗ, от 3 ноября 2010 г. № 285-ФЗ, от 8 декабря 2010 г. № 336-ФЗ).

5. Постановление Правительства РФ от 9 июня 2005 г. № 364 "Об утверждении Положений о лицензировании в сфере внешней торговли товарами и о формировании и ведении федерального банка выданных лицензий" (в редакции Постановлений Правительства РФ от 14 февраля 2009 г. № 108, от 8 декабря 2010 г. № 1002).

6. Указ Президента РФ от 20 сентября 2010 г. № 1137 "Об утверждении Положения о ввозе в Российскую Федерацию из стран, не входящих в Таможенный союз в рамках ЕврАзЭС, и вывозе из Российской Федерации в эти страны драгоценных металлов, драгоценных камней и сырьевых товаров, содержащих драгоценные металлы".

УДК 532.546

Модель движения ньютоновской нефти в горизонтальных продуктивных пластах постоянной мощности

А.Г. Сорокин - преподаватель кафедры геофизики (РГГРУ)

При разработке нефтяных месторождений требуют решения следующие проблемы:

1. Коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет менее 50%. Существующая теория этого факта не объясняет [1, 2, 5, 6 и др.].

2. При сопоставлении данных проницаемости по керну и по гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС), данные по керну – занижены. Разброс значений оставляет желать лучшего. Существующая теория это явление также не объясняет [1, 2, 5, 6 и др.]. Как улучшить эти сопоставления?

Для решения данных проблем требуется разработка принципиально новой теоретической базы. Далее рассмотрим возможные причины этих проблем.

В теории фильтрации ньютоновских жидкостей принято рассматривать вместо скоростей фильтрации расходы, делённые на площадь сечения, нормального направлению течения или, иначе говоря, средние скорости фильтрации, истинные распределения не рассматриваются [7, стр.: 28, 29, 47]. Средние фильтрационные скорости отличаются от истинных средних скоростей течения жидкости в капиллярах с точностью до константы, при условии недеформируемости пористой среды. В фильтрационных расчётах установившихся движений используются уравнения Жуковского, решая которые с привлечением теории конформных отображений можно определить средние фильтрационные скорости (расходы, делённые на площадку) в каждой точке самых разнообразных моделей. Однако, использование конформных отображений не даёт настоящих фильтрационных скоростей в каждой точке, так как уравнения Жуковского задают средние скорости, поле которых преобразуется впоследствии.

В связи со сложной структурой поровых каналов стандартное применение уравнений Навье-Стокса для решения фильтрационных задач не представляется возможным [5, стр. 11]. Существует формула проницаемости для идеального грунта, представленного прямыми параллельными трубками [5, стр. 15]:

$$k = a \frac{k \langle r \rangle^2}{8} \quad (1)$$

где a - некоторый эмпирический коэффициент, для случая ламинарного потока в одной трубке равен единице; $k_{пд}$ - ко-

эффициент динамической пористости; $\langle r \rangle$ - средний эквивалентный радиус капилляров.

Данная модель не учитывает извилистость капилляров. Динамическая пористость цилиндрической модели грунта (керна) с извилистыми капиллярами определяется как:

$$k = \frac{V}{V} = \frac{\sum_{i=1}^n \langle \omega_i \rangle \langle l \rangle}{\omega l} = n \frac{\langle r \rangle^2}{R^2} T \quad (2)$$

где $V_{пд}$ - суммарный динамический объём капилляров; $V_{обр}$ - объём образца; $\langle \omega_k \rangle$ - средняя площадь поперечного сечения эквивалентного капилляра; $\omega_{обр}$ - площадь поперечного сечения образца; $\langle l \rangle$ - средняя длина капилляров; l - длина образца; n - количество капилляров; T - извилистость капилляров; R - радиус цилиндрической модели.

Следовательно:

$$\langle r \rangle^2 = \frac{k R^2}{nT} \quad (3)$$

Подставив формулу (3) в формулу (1), получаем:

$$k = \frac{ak^2 R^2}{nT8} \quad (4)$$

Существует формула Козени-Кармана для проницаемости, учитывающая извилистость капилляров [3, стр. 45]:

$$k = \frac{k^3}{S_v^2 T^2 f} \quad (5)$$

где S_v - удельная поверхность поровых капилляров; f - коэффициент формы сечения поровых капилляров. Для цилиндрического приближения капилляров, с учётом формулы (3), получим:

$$k = \frac{k^3 \langle r \rangle^2}{4T^2 f} = \frac{k^4 R^2}{4nT^3 f} \quad (6)$$

Учитывая формулы (4) и (6), получаем:

$$a = \frac{k^2 2}{T^2 f} \quad (7)$$

Введём осреднённую характеристику порового пространства:

$$\zeta = \left\langle \frac{2k^4}{nT^3 f} \right\rangle ; k = \zeta \frac{R^2}{8} \quad (8)$$

В цилиндрической модели пористой среды существуют только продольные компоненты скорости фильтрации, однако, реально существует и гидравлическая связь между всеми поровыми капиллярами, и каждый элемент жидкости в пористой среде оказывает влияние на другие элементы жидкости.

Таким образом, скорости течения ньютоновской жидкости в пористой среде можно подразделять с переходом от микроразмера к макро - на следующие скорости:

- истинную скорость v в минимальном элементе внутри порового канала;
- среднюю истинную скорость $\langle v \rangle$ в сечении единичного порового канала;
- фильтрационную скорость w в элементе сечения пористой среды, представляющем собой суммарное сечение окрестностей единичного порового канала и сечение его самого, либо сечение порового канала с уменьшенным гидравлическим радиусом;
- среднюю фильтрационную скорость $\langle w \rangle$ в макросечении пористой среды.

Итак, средняя скорость течения в отдельной трубке подчиняется закону Пуазейля:

$$\langle v \rangle = \frac{R^2 \partial p}{8\mu \partial x} = \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (9)$$

При условии неразрывности несжимаемой жидкости

$$\operatorname{div} \langle v \rangle = \frac{k}{\mu} \nabla^2 p = 0 \quad (10)$$

Поэтому, давление функция гармоническая, а значит, достигает минимума и максимума только на границах трубки:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \text{const} ; p = ax + b \quad (11)$$

Следует отметить, что условие неразрывности (10) не накладывает ограничений на распределение истинных скоростей в каждой точке. Средняя скорость постоянна при данном градиенте давления:

$$\frac{\partial}{\partial x} \langle v \rangle = 0 \quad \text{и} \quad \langle v \rangle = \text{const} \quad (12)$$

Однако скоростная эпюра в трубке имеет максимум в центре, что хорошо известно из курса гидродинамики:

$$v = -\frac{1}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} r^2 + a \ln r + b \quad (13)$$

При устремлении градиента давления к нулю скорость течения должна отсутствовать. При устремлении радиуса к нулю скорость должна быть конечна, поэтому:

$$v = \frac{\partial p}{4\mu \partial x} (R^2 - r^2) \quad (14)$$

Проинтегрировав это выражение, получим расход в трубке:

$$Q = \frac{\pi R^4}{8\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (15)$$

Разделив расход на площадь сечения трубки, опять приходим к формуле средней скорости течения (9), эпюру которой уже можно представить как прямую линию, перпендикулярную к поверхности трубки, т. е. так называемый «поршень».

Аналогично можно рассматривать и среднюю фильтрационную скорость в законе Дарси:

$$\langle w \rangle = \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (16)$$

При условии неразрывности несжимаемой жидкости, фильтрационное давление также является гармонической функцией, что хорошо известно из теории фильтрации:

$$\operatorname{div} \langle w \rangle = \frac{k}{\mu} \nabla^2 p = 0 \quad (17)$$

Таким образом, закон Дарси и закон Пуазейля описывают линейную связь между константами параметров.

Для построения эпюры фильтрационной скорости в пористом цилиндрическом образце (керне) нужно перейти от истинной (пуазейлевской) скорости течения к фильтрационной скорости. Подставив формулу (8) в формулу (16), закон Дарси перепишем в виде аналога закона Пуазейля:

$$Q = \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \omega = \zeta \frac{\pi R^4}{8\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (18)$$

Скорость фильтрации равна:

$$w = -\frac{\partial Q}{\partial \omega} = -\zeta \frac{1}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} r^2 \quad (19)$$

что аналогично уравнению (13) с точностью до констант, которые пропадают при дифференцировании. График формулы (19) представляет собой параболу. Скорость на боковых стенках образца равна нулю, в центре образца скорость максимальна. Имеем соответственно:

$$w = -\frac{\zeta}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} r^2 + a \ln r + b ; w = \frac{\zeta}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} (R^2 - r^2) \quad (20)$$

Очевидно, что при дальнейшем дифференцировании формулы (19), (20) приходят к аналогу частного вида уравнений Навье-Стокса для установившегося двумерного ламинарного случая с учётом порового пространства:

$$\frac{\partial^2 w_x}{\partial z^2} + \frac{\partial^2 w_x}{\partial y^2} = -\frac{\zeta}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (21)$$

При отсутствии межпорового пространства $w = v$, $\zeta = 1$ и получаем непосредственно данный частный вид уравнений Навье-Стокса:

$$\frac{\partial^2 v_x}{\partial z^2} + \frac{\partial^2 v_x}{\partial y^2} = -\frac{1}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (22)$$

Таким образом, фильтрационная задача установившегося

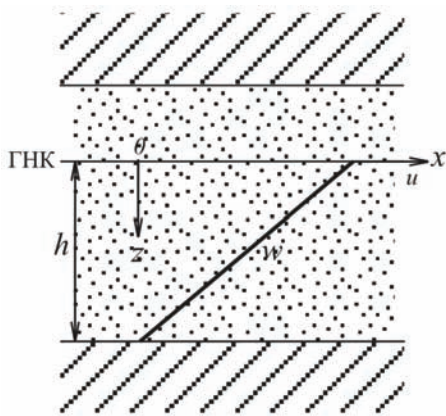


Рис. 1. Распределение скорости безнапорной фильтрации ньютоновской жидкости продуктивном пласте.

Горизонтальная компонента скорости течения постоянна вдоль оси x , остальные компоненты скорости отсутствуют. Таким образом, из уравнения (21) получаем:

$$\frac{\partial^2 w}{\partial z^2} = 0 \quad (23)$$

Фильтрационная скорость течения выглядит как линейная функция, при этом она уменьшается к подошве:

$$w = az + b \quad (24)$$

При условии отсутствия скорости фильтрации на подошве $z = h$ и присутствия некоторой скорости свободной поверхности фильтрации $w = u$ при $z = 0$ получаем:

$$w = u \left(1 - \frac{z}{h} \right) \quad (25)$$

Средняя скорость фильтрации:

$$\langle w \rangle = \frac{u}{2} \quad (26)$$

Далее рассмотрим модель бесконечного по простиранию напорного горизонта постоянной мощности, ограниченного кровлей и подошвой (рис. 2).

В данном случае присутствует постоянный градиент давления, поэтому из уравнения (21) получаем:

$$\frac{\partial^2 w}{\partial z^2} = -\frac{\zeta}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (27)$$

Распределение скоростей фильтрации параболическое:

$$w = -\frac{\zeta}{2\mu} \frac{\partial p}{\partial x} z^2 + az + b \quad (28)$$

При условии, что скорость фильтрации равна нулю на границах $z = \pm h/2$, имеем $a = 0, b = 0$. Таким образом, получаем:

$$w = \frac{\zeta}{2\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \left(\frac{h^2}{4} - z^2 \right) \quad (29)$$

Средняя скорость фильтрации определяется по формуле, аналогичной формуле Буссинеска для бесконечной трещины:

$$\langle w \rangle = \frac{\zeta}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{h^2}{12} \quad (30)$$

Если рассматривать ограниченный по простиранию пласт с размерами $L \times M \times N$ (рис. 3), то дополнительно появляется производная горизонтальной компоненты скорости по оси y , уравнение (21) даёт:

$$w = -\frac{\zeta}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} (y^2 + z^2) + ayz + b \quad (31)$$

Распределение скоростей фильтрации также параболическое. При условии отсутствия скорости фильтрации на границах $y = \pm M/2$ и $z = \pm N/2$, и получаем $a = 0, b = const [(M/2)^2 + (N/2)^2]$. Поэтому:

$$w = \frac{\zeta}{4\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \left[\left(\frac{M}{2} \right)^2 + \left(\frac{N}{2} \right)^2 - y^2 - z^2 \right] \quad (32)$$

Средняя скорость фильтрации в пласте:

$$\langle w \rangle = \frac{\zeta}{24\mu} \frac{\partial p}{\partial x} (M^2 + N^2) \quad (33)$$

Выводы

1. Распределения фильтрационных скоростей w следующие:
 - для цилиндрического ядра радиусом R скорость соответствует формуле (20);

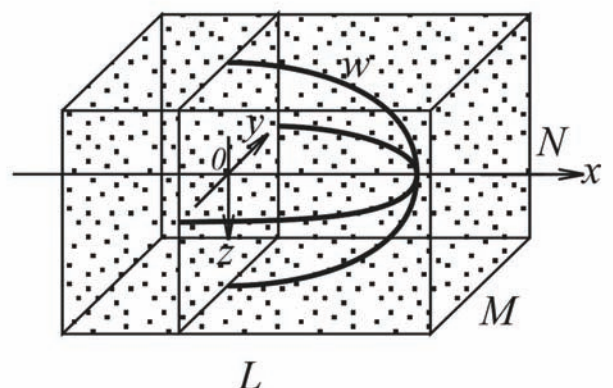


Рис. 3. Распределение скорости напорной фильтрации ньютоновской жидкости в конечном по простиранию пласте.

- для идеализированного продуктивного пласта с ГНК, поднятым от подошвы на высоту h (рис. 1), скорость определяется по формуле (25);

- для модели бесконечного по простиранию напорного горизонта постоянной мощности h (рис. 2) скорость находится по формуле (29);

- для ограниченного по простиранию пласта с размерами $L \times M \times N$ (рис. 3) скорость рассчитывается по формуле (32);

2. Данные решения сводятся к единому уравнению (21). При отсутствии межпорового пространства $w = v$, $\zeta = 1$ и это уравнение непосредственно приходит к уравнению Навье-Стокса (22);

3. Фильтрационное течение в рассмотренных случаях аналогично течению Гагена-Пуазейля, экспериментально открытому в 1833 г. и объяснённое Стоксом в 1847 г;

4. Из решений (25), (29) (рис. 1, 2) следует, что подвижность нефти вблизи непроницаемых границ минимальна. Это может являться одной из причин малых значений КИН. Следует отметить, что малая подвижность флюида вблизи границ может обуславливать уменьшение реальной фильтрационной мощности пласта, что снижает достоверность определения проницаемости на вязких флюидах;

5. Из формул (8), (16), (30), (33) видно, что проницаемость керна зависит от квадрата его радиуса, а проницаемость напорного пласта зависит от квадрата его мощности, что может являться одной из причин занижения коэффициента проницаемости по керну и большого разброса данных при корреляции проницаемости по керну и ГДИС. Другой причиной этого может являться различное количество поровых капилляров, что указывает на зависимость проницаемости от объёма образцов и иных пористых сред. Для уменьшения разброса значений следует нормировать проницаемости на соответствующие геометрические коэффициенты и учесть объём. В частности, вводя удельное число поровых капилляров $N_v = n/V_{обп}$, для цилиндрической пористой модели (керна), с учётом (8), получим:

$$\zeta = k \frac{8}{R^2} ; \zeta_v = \zeta V = \frac{2k^4}{N_v T^3 f} \quad (34)$$

Таким образом, параметром для сравнения может являться ζ_v , [m^3] (в системе СИ);

6. Для более полного доказательства вышеназванных выводов необходимо проводить серии экспериментов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, - 1984. – 207 с.

2. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д., Нефтегазовая гидромеханика. Учебник для вузов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005 – 544 с.

3. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 310 с.

4. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика. Том VI. Гидродинамика. – М.: Наука, 1986 – 736 с.

5. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. – М. – Л.: ОГИЗ-ГОСТЕХИЗДАТ, 1947. – 244 с.

6. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н., Моделирование процессов нефтегазодобычи. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 368 с.

7. Полубаринова-Кочина П.Я. Теория движения грунтовых вод. 2-ое изд. – М.: Недра, 1977. – 664 с.

8. Седов Л.И. Механика сплошной среды. Том II. – М.: Наука, 1994. – 568 с.

УДК 622.276

Оценка условий применения методов обработки кривых восстановления давления скважин в карбонатных коллекторах¹

А.А. Ерофеев – аспирант, И.Н. Пономарева – старший преподаватель,
М.С. Турбаков – старший преподаватель

(Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»)

Карбонатные породы характеризуются сложностью строения пустотного пространства и протекающих в нем процессов фильтрации. По структуре пустотного пространства карбонатные коллекторы относят к трещинно-поровым, в которых высокопроницаемые трещины разделяют низкопроницаемую породу на блоки (матрицу). Коэффициент пьезопроводности, характеризующий процесс распределения давления в продуктивном пласте, в коллекторе трещинно-порового типа может изменяться в широких пределах – от высоких значений в трещинах до очень низких в матрице породы. Процесс дополнительно усложняется, если пластовая нефть имеет повышенную или высокую вязкость. Гидродинамические исследования скважин, проведенные в полном объеме, дают исчерпывающую характеристику удаленных и призабойных зон пласта [3].

В низкопроницаемых карбонатных коллекторах порового и трещинно-порового типов при повышенной вязкости нефти процесс восстановления давления может продолжаться в течение длительного времени – до 10...30 суток и более. При длительном восстановлении давления результаты последующего его измерения мало или практически не отличаются от предыдущих величин и принимаются в качестве восстановленного пластового давления, используемого при обработке данных исследований.

Для получения достоверных результатов гидродинамических исследований необходимо не только провести их на высоком уровне и в полном объеме, но и правильно выбрать метод обработки полученных данных. Каждый из множества существующих методов не является универсальным, имеет свои преимущества и недостатки, свои определенные допущения и свою область применимости.

В статье анализируются результаты обработки данных гидродинамических исследованиях (ГДИ) добывающих скважин, эксплуатирующих залежь нефти в карбонатных отложениях Рассветного месторождения (Пермское Прикамье) с помощью различных методов.

Карбонатный коллектор залежи характеризуется средними значениями пористости 13,4% (пласт Б_{ш1}) и 15,9% (пласт Б_{ш2}), проницаемости 0,078 и 0,095 мкм². Вязкость нефти в пластовых условиях 34,7 мПа·с, газосодержание 18,1 м³/т при давлении насыщения 10,9 МПа. В части скважин пласты Б_{ш1}

и Б_{ш2} эксплуатируются совместно.

Оценка фильтрационных параметров удаленной зоны пласта проведена с использованием: дифференциального метода учета переменного притока И.А. Чарного и И.Д. Умрихина (ДМ-1), дифференциального метода Ю.П. Борисова (ДМ-2), интегральных методов И.А. Чарного и И.Д. Умрихина (ИМ-1) и Г.И. Баренблатта, Ю.П. Борисова, С.Г. Каменецкого, А.П. Крылова (ИМ-2), а так же с помощью метода касательной (МК) и метода Хорнера (МХ), учитывающего время работы скважины до ее остановки.

Основная сложность и неопределенность наиболее распространенных и информативных методов обработки результатов гидродинамических исследований скважин при неустановившихся режимах фильтрации заключается в необходимости предварительной оценки времени, начиная с которого целесообразно проводить прямолинейный участок (асимптоту) на кривой восстановления давления (КВД). При этом степень восстановления забойного давления по отношению к пластовому так же должна соответствовать выходу КВД на асимптоту [1].

При обработке КВД первоначально проведена оценка степени восстановления забойного давления с помощью следующих методов: метод произведения [2], метод Хорнера и метод детерминированных моментов давления (ДМД).

На рис. 1 приведены данные, полученные при снятии кривой восстановления давления (КВД) в скважине № 469. Для двух последних измерений получены одинаковые значения забойного давления, которые были приняты в качестве $P_{пл}$ при обработке КВД. Исследования продолжались 57 суток.

Данные, полученные при ГДИ, повторно обработаны нами с учетом степени восстановления пластового давления.

При обработке данных по методу произведения пластовое давление для скважины № 469 составило 16,183 МПа (рис. 2), что в 1,18 раза превышает принятое $P_{пл}$ при обработке КВД, то есть пластовое давление восстановилось при проведении исследования на 84,8%.

Пластовое давление при обработке данных исследований можно определить также с применением методов детерминированных моментов давления (ДМД) и Хорнера.

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

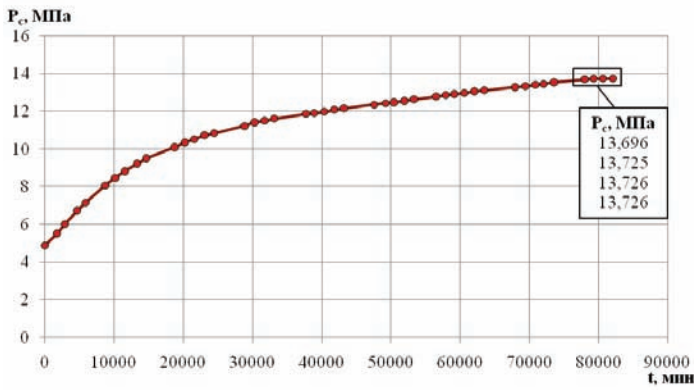


Рис. 1. Кривая восстановления давления для скважины №469 Рассветного месторождения.

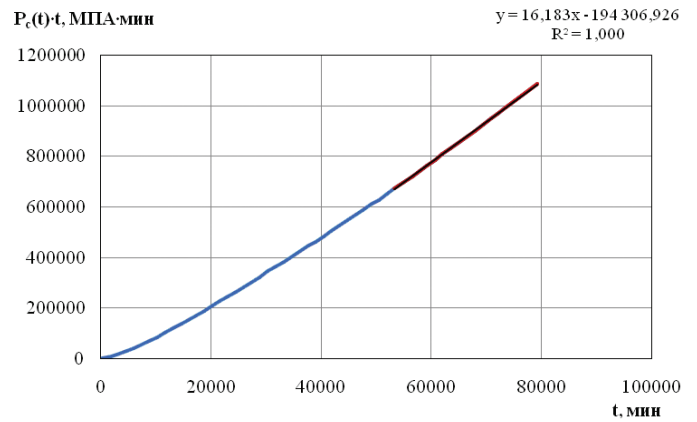


Рис. 2. Обработка КВД для скважины № 469 методом произведения.

В табл. 1 приведены результаты обработки КВД, по которым кривая восстановления давления вышла на асимптоту. Степень восстановления давления по семи скважинам составила, в среднем, около 99% (по отношению к $P_{пл}$ по

методу произведения), среднее отклонение принятого при обработке КВД пластового давления от полученного по методу произведения не превысило 1,5%.

Таблица 1. Обработка данных ГДИ при выходе КВД на асимптоту

№ п/п	№ СКВ/	Продолжительность исследования, сут	Давление, МПа			Отклонение $P_{изм}$ от $P_{мп}$ %	Степень восстановления $P_{изм}$ к $P_{мп}$ %	
			Максимальное измеренное, $P_{изм}$	пластовое				
				метод произведения, $P_{мп}$	метод ДМД, $P_{дмд}$			метод Хорнера, $P_{мх}$
1	1	37,8	13,173	13,405	13,415	13,503	1,73	98,27
2	196	10,9	15,994	16,323	16,133	16,343	2,02	97,98
3	322	15,0	10,378	10,434	10,415	10,518	0,54	99,46
4	487	22,8	12,669	12,729	12,674	12,824	0,47	99,53
5	518	20,8	13,636	13,82	13,892	13,874	1,33	98,67
6	530	6,1	14,026	14,14	14,065	14,747	0,81	99,19
7	556	16,9	13,058	13,304	13,301	13,296	1,85	98,15
Среднее значение		18,6	13,276	13,451	13,414	13,586	1,30	98,70

В табл. 2 приведены результаты обработки КВД, по которым не получено выхода на асимптоту. По 17 скважинам среднее значение степени восстановления $P_{пл}$ составило 91,3% (отклонение около 9%).

Для первой группы скважин расхождение результатов определения $P_{пл}$ по сравнению с полученными по методу произведения составило (средние значения):

- метод ДМД – 0,28%;
- метод Хорнера – 1,01%.

Для второй группы скважин расхождения более значительны:

- метод ДМД – 0,64%;
- метод Хорнера – 12,75%,

то есть для КВД, по которым не получено выхода на асимптоту, определение $P_{пл}$ методом Хорнера приводит к существенно завышенным результатам.

По результатам определения $P_{пл}$ можно сделать вывод о том, что незначительные расхождения (в пределах 1,5...2,0%) между значениями давления, полученными с применением разных методов (произведения, ДМД, Хорнера), указывают на выход КВД на асимптоту и в этом случае данные ГДИ могут обрабатываться методом касательной с определением, в том числе, скин-фактора. Прямолинейный участок на КВД при ее обработке необходимо выделять по точкам, которые используются при определении $P_{мп}$.

Значительные расхождения при определении $P_{пл}$ по методу Хорнера и по другим методам следует рассматривать как при-

знак невыхода КВД на асимптоту, что не дает оснований для обработки данных ГДИ с применением метода касательной.

Таблица 2. Обработка данных ГДИ без выхода КВД на асимптоту

№ п/п	№ СКВ/	Продолжительность исследования, сут	Давление, МПа				Отклонение $P_{изм}$ от $P_{мп}$, %	Степень восстановления $P_{изм}$ к $P_{мп}$, %
			Максимальное измеренное, $P_{изм}$	пластовое				
				метод производства, $P_{мп}$	метод ДМД, $P_{дмд}$	метод Хорнера, $P_{мх}$		
1	445	16,9	13,737	15,78	15,775	17,879	12,95	87,05
2	469	57,0	13,726	16,183	16,329	17,485	15,18	84,82
3	478	23,2	14,617	15,392	15,768	18,350	5,04	94,96
4	493	55,0	9,049	11,377	11,269	13,041	20,46	79,54
5	494	41,9	9,801	10,887	10,650	11,274	9,98	90,02
6	496	18,0	14,920	15,245	14,921	16,028	2,13	97,87
7	511	40,8	12,253	12,475	12,357	13,724	1,78	98,22
8	515	23,8	11,787	12,414	12,863	14,647	5,05	94,95
9	565	59,1	13,537	15,994	15,413	17,053	15,36	84,64
10	620	61,9	11,212	11,916	11,906	12,625	5,91	94,09
11	624	27,6	14,168	15,170	15,201	17,331	6,61	93,39
12	628	31,8	12,289	13,418	13,289	14,301	8,41	91,59
13	630	34,9	13,505	13,917	13,966	15,029	2,96	97,04
14	650	21,1	13,269	15,823	15,824	19,985	16,14	83,86
15	658	75,9	13,223	14,189	14,387	15,859	6,81	93,19
16	660	17,8	14,556	15,339	14,827	16,659	5,10	94,90
17	711	90,9	12,855	14,05	13,938	14,472	8,51	91,49
Среднее значение		41,1	12,853	14,09	14,040	15,632	8,73	91,27

Оценка достоверности применения предложенных методов определения фильтрационных характеристик удаленных зон продуктивных пластов без учета и с учетом переменного притока проведена на примере КВД скважин Рассветного месторождения, эксплуатирующих башкирскую залежь. Сопоставление результатов приведено как для КВД, по которым однозначно был выделен прямолинейный участок в полулогарифмических координатах (табл. 3), так и для невосстановленных КВД (табл. 4).

Для группы восстановленных КВД получены незначительные расхождения результатов по методам с учетом и без учета после притока. Единственным методом, по которому

были получены максимальные отклонения, является интегральный метод И.А. Чарного и И.Д. Умрихина (67,8%), что указывает на невозможность применения данного метода при обработке КВД в условиях карбонатных коллекторов с высоковязкой нефтью, в том числе в случае практически полного восстановления давления при исследовании.

Для второй группы (невосстановленные КВД) получены более значительные отклонения результатов по всем методам с учетом послепритока, что подтверждает невозможность использования метода касательной для оценки параметров удаленной зоны пласта в случае невыхода КВД на асимптоту.

Таблица 3. Результаты обработки КВД с выходом на асимптоту

№ п/п	№ скв.	Проницаемость удаленной зоны пласта, мкм ²					
		без учета послепритока		с учетом послепритока			
		МК	МХ	ДМ-1	ДМ-2	ИМ-1	ИМ-2
1	1	0,089	0,078	0,094	0,102	0,029	0,060
2	196	0,452	0,541	0,578	0,589	0,074	0,301
3	322	0,282	0,233	0,329	0,274	0,270	0,211
4	487	0,988	0,875	-	1,135	0,105	0,820
5	518	0,125	0,166	0,083	0,164	0,029	0,099
6	530	1,960	1,830	1,904	2,170	0,222	1,274
7	556	0,096	0,167	-	0,105	0,034	0,089
Отклонение от МК, %:				17,3	.	67,8	24,5

Таблица 4. Результаты обработки КВД без выхода на асимптоту

№ п/п	№ скв.	Проницаемость удаленной зоны пласта, мкм ²					
		без учета послепритока		с учетом послепритока			
		МК	МХ	ДМ-1	ДМ-2	ИМ-1	ИМ-2
1	445	0,063	0,048	0,063	0,066	0,05	0,071
2	469	0,022	0,013	0,024	0,026	0,03	0,044
3	478	0,009	0,017	-	0,008	0,008	0,0053
4	493	0,019	0,001	0,026	0,028	0,025	0,056
5	494	0,202	0,031	0,044	0,046	0,043	0,073
6	496	0,078	0,069	-	0,038	0,021	0,033
7	511	0,039	0,026	0,056	0,065	0,026	0,061
8	515	0,017	0,008	0,014	0,016	0,007	0,018
9	565	0,013	0,007	0,016	0,018	0,012	0,019
10	620	0,022	0,01	0,019	0,021	0,022	0,023
11	624	0,031	0,013	0,024	0,038	0,011	0,033
12	628	0,011	0,007	0,013	0,015	0,008	0,008
13	630	0,117	0,041	0,093	0,132	0,042	0,098
14	650	0,003	0,001	0,007	0,005	0,004	0,009
15	658	0,036	0,008	0,015	0,032	0,008	0,014
16	660	0,151	0,101	0,242	0,569	0,073	0,064
17	711	0,019	0,013	0,025	0,025	0,015	0,017
Отклонение от МК, %:				37,8	46,1	40,6	56,6

По результатам определения пластового давления и параметров удаленной зоны пласта различными методами обработки КВД можно сделать следующие выводы.

1. Оперативная оценка пластового давления с применением методов произведения и Хорнера непосредственно в процессе проведения ГДИ обеспечит получение качественных КВД, при обработке которых будут получены достоверные данные о свойствах пласта и ПЗП.

2. Применение различных методов оценки пластового давления повышает эффективность проведения исследований при эксплуатации добывающих скважин, особенно в низкопроницаемых карбонатных коллекторах с повышенной вязкостью пластовой нефти.

3. Учет послепритока различными методами (ДМ-1, ДМ-2, ИМ-2) при обработке результатов ГДИ позволяет определять параметры удаленной зоны пласта в случае невыхода КВД на асимптоту.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Особенности обработки кривых восстановления давления в скважинах, эксплуатирующих залежи высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах // Нефтяное хозяйство. – М.: ОАО «НК «Роснефть», 2010. – №10. – с. 113-115.

2. РД 39-100-91. Методическое руководство по гидродинамическим, промыслово-геофизическим и физико-химическим методам контроля разработки нефтяных месторождений. – М., 1991. – 540 с.

3. Сучков Б.М. Повышение производительности малодебитных скважин. – Ижевск: УдмуртНИПИ-нефть, 1999. – 645 с.

УДК 622.245.544

Описание результатов работы математической модели повышения эффективности скважин при обработке карбонатосодержащего нефтегазового пласта соляной кислотой

И.Ф. Кабиров - аспирант
(Стерлитамакская педагогическая академия им. «Зайнаб Биишевой»)

Для повышения эффективности нефтедобычи осуществляются кислотную обработку нефтегазовых пластов с карбонатосодержащим скелетом. При разрушении скелета коллектора увеличивается проницаемость пористых сред, что позволяет осуществлять добычу нефти при более низких градиентах давления, затрачивая при этом меньше энергии. Недостатком известных исследований взаимодействия кислоты с коллектором пласта является отсутствие практических решений задач зависимости плотности кислоты, скорости её фильтрации, плотности выделавшегося при этом газа CO_2 , пористости пласта, от глубины внедрения [1].

В статье описаны результаты работы математической модели кислотной обработки нефтегазовых пластов с карбонатосодержащим скелетом. Проект осуществлен в программном пакете «Mathcad», с последующим программированием в среде «Delphi 7». Смоделированы постоянный и периодический режимы подачи реагента в скважину. Получены численные решения нелинейных задач, описывающие поля плотности выделяемого газа, скорости фильтрации кислоты, давления при кислотном воздействии на карбонатосодержащую пористую среду при периодическом режиме закачки. Описаны результаты, полученные при работе модели. Результаты могут быть использованы для определения оптимального режима закачки соляной кислоты в карбонатосодержащий пласт.

Методика исследований

Для повышения эффективности добычи нефти или газа из пластов, включающих карбонатные породы, применяется кислотная обработка. В качестве химического реагента используется соляная кислота (HCl), которая вступает в реакцию с известняком (CaCO_3). Этот процесс схематично представлен на рис. 1. [1]

Рассмотрим слой пористой среды с пористостью m , окруженный непроницаемыми породами. Скелет пористой среды содержит известняк (CaCO_3). Соляная кислота взаимодействует с известняком и при этом образуется хлорид кальция, углекислая кислота. Химическая реакция протекает с выделением тепла [3].

Математическая модель процесса обработки соляной кислотой карбонатосодержащего нефтегазового пласта описы-

вается следующим дифференциальными уравнениями [3]:

$$\frac{\partial(\rho_s(1-m))}{\partial t} = q(m, \rho_a) \quad (1)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial(\rho_s(1-s))}{\partial t} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial(vr\rho_a)}{\partial r} = -k_a q(m, \rho_a) \\ \frac{\partial\rho_a}{\partial t} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial(vr\rho_a)}{\partial r} = 0, m(r, 0 \leq m_1) \end{array} \right\} m(r, 0 < m_1) \quad (2)$$

$$\frac{\partial(\rho_s(1-s)\rho_{\text{H}_2\text{O}})}{\partial t} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial(vr\rho_{\text{H}_2\text{O}})}{\partial r} = 0 \quad (3)$$

$$\frac{\partial(m\rho_w(1-s))}{\partial t} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial(vr\rho_w)}{\partial r} = k_w q(m, \rho_a) \quad (4)$$

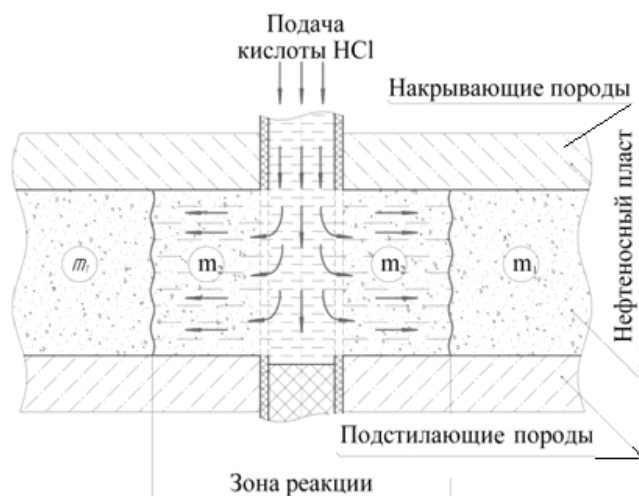


Рис. 1. Схема задачи.

$$\frac{\partial(m\rho_{qs})}{\partial t} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial(r\rho_{qs})}{\partial r} = k_w q(m, \rho_a) \quad (5)$$

$$\frac{\partial(m\rho_{st})}{\partial t} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial(r\rho_{st})}{\partial r} = k_{st} q(m, \rho_a) \quad (6)$$

Начальные условия [1]

$$\rho_a(r, 0) = \begin{cases} \rho_{0,r} \leq r_0 \\ 0, r > r_0 \end{cases}; m(r, 0) = \begin{cases} m_1, r < r_0 \\ m_0, r > r_0 \end{cases} \quad (7)$$

Граничные условия [1]

$$\rho_a(r_0, e) = \begin{cases} \rho_0, t = nT \\ \rho_0 e^{-a(m(0,0))}, t \neq nT \end{cases} \quad (8)$$

где ρ_a - плотность кислоты г/см³;

ρ_{H_2O} - плотность воды г/см³;

ρ_q, ρ_w - плотности продуктов реакции г/см³;

$q(m, \rho_a)$ - функция, описывающая изменение плотности реагентов за счет химической реакции;

n - число закачек.

Результаты исследований

Исходные данные: начальная пористость $m_0 = 0,2-0,3$; плотность соляной кислоты $\rho_a = 1,048-1,098$ г/см³; давление при котором кислота поступает в пласт $p = 2-3$ атм.

Отработаны два режима подачи соляной кислоты в скважину: постоянный период $T = 1$ с, и периодический $T = 500$ с, $T = 1800$ с, когда реагент поступает в скважину дозированными порциями. В каждом периоде построены три временных зависимости: $t = 3600, 7200, 9000$ с.

Получены следующие графики зависимости: пористости (m), плотности (ρ_a) соляной кислоты, скорости (V) фильтрации, газонасыщенности (S) и давления (p) от координаты (r) проникновения реагента в скелет породы.

□ $\rho_a = 1,098$ г/см³, $m = 0,2$; $p = 3$ атм.;
 $t = 3600, 7200, 9000$ с;

— $\rho_a = 1,098$ г/см³, $m = 0,3$; $p = 3$ атм.;
 $t = 3600, 7200, 9000$ с;

• $\rho_a = 1,048$ г/см³, $m = 0,2$; $p = 2$ атм.;
 $t = 3600, 7200, 9000$ с.

Анализируя полученные данные можно сделать следующие выводы.

1. Закачка в скважину соляной кислоты в пласт приводит к увеличению пористости за счет разведения карбонатной составляющей скелета, которая через некоторое время достигает максимального значения в зоне реакции (рис. 1).

Из графика зависимости пористости от координаты, можно утверждать, что зона реакции максимальна, если используется постоянный режим закачивания кислоты в периоде $T = 1$ с (рис. 2) по сравнению с периодами $T = 500$ с (рис. 7) и $T = 1800$ с (рис. 12). Основное условие, это время закачивания. Недостатком постоянного режима является использование большого количества кислоты. Периодический режим дает оптимальное соотношение размера зоны реакции и объема смеси. Уменьшение давления и плотности кислоты приводит к замедлению реакции. Увеличение

начальной пористости пласта приводит к более глубокому проникновению кислоты за счет разветвленной структуры пор (рис. 2, 7 и 12).

2. Плотность кислоты убывает по мере более глубокого проникновения и разведения карбонатосодержащего скелета. Сравнивая графики зависимости плотности кислоты от координаты можно утверждать, что более эффективный способ разрушения скелета, это периодическое действие на него кислотой. Из трех графиков (рис. 3, 8 и 13) видно, что при периоде $T = 1800$ с вся кислота находится в постоянной реакции с породой. Наличие областей с постоянным значением плотности (рис. 3 и 8) указывает на неэффективность использования данных режимов закачки, так как кислота не полностью успевает прореагировать со скелетом.

3. Скорость фильтрации во всех трёх периодах убывает практически одинаково по мере проникновения смеси в пласт, при одних и тех же начальных параметрах (рис. 5, 10 и 15).

4. Газонасыщенность возрастает, достигает максимума и далее убывает. Изменение времени закачивания приводит к увеличению зоны реакции и как следствие более активному газовыделению, использование кислоты с меньшей плотностью дает обратный эффект. Горная порода, имеющая разветвленную структуру пор, позволяет кислоте более глубоко проникать в породу и как следствие максимальное газовыделение (рис. 6, 11 и 16).

5. Давление убывает к краю зоны реакции. При этом давление через данные промежутки времени изменяется практически одинаково (рис. 4, 9 и 14).

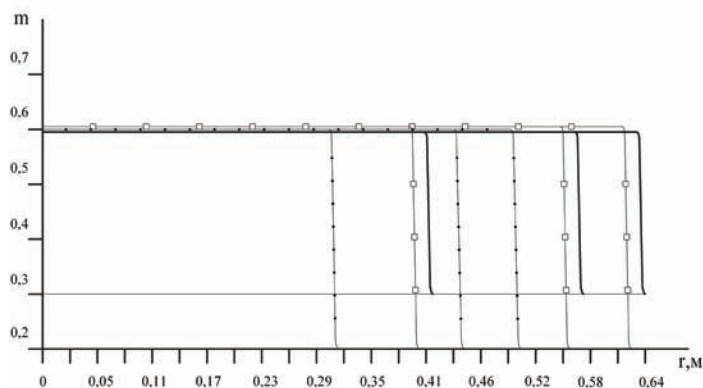


Рис.2. График зависимости пористости (m) от координаты (r), период $T = 1$ с.

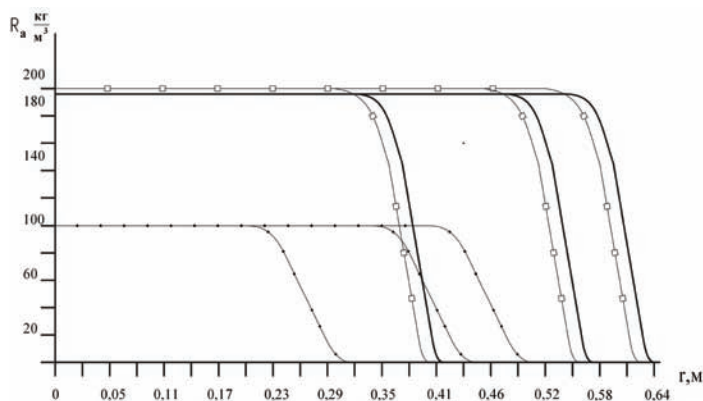


Рис. 3. График зависимости плотности (R_a) кислоты от координаты (r), период $T = 1$ с.

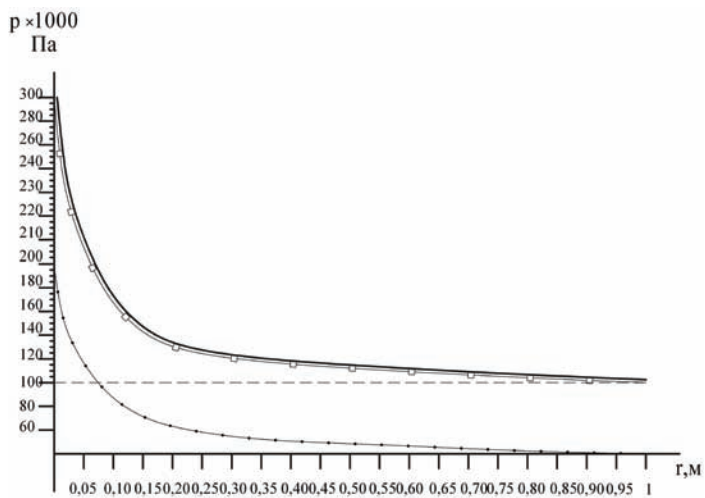


Рис. 4. График давления (p) от координаты (r), период $T = 1$ с.

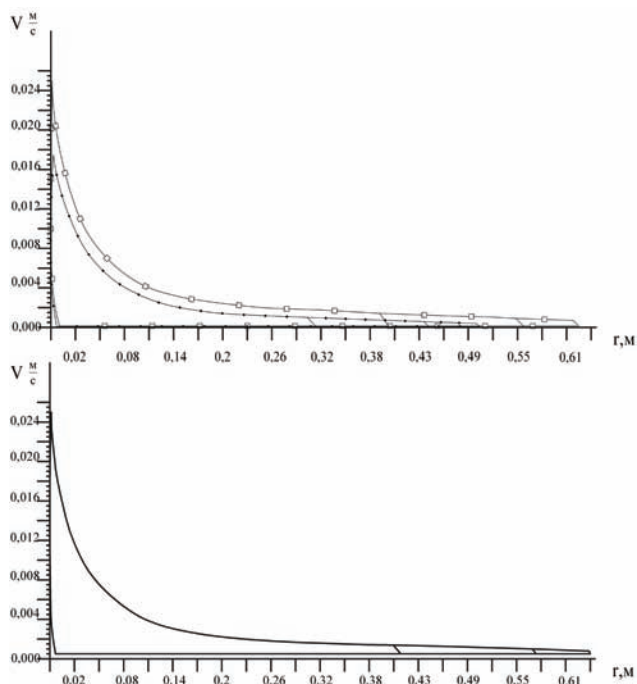


Рис. 5. График зависимости скорости (V) фильтрации от координаты (r), период $T = 1$ с.

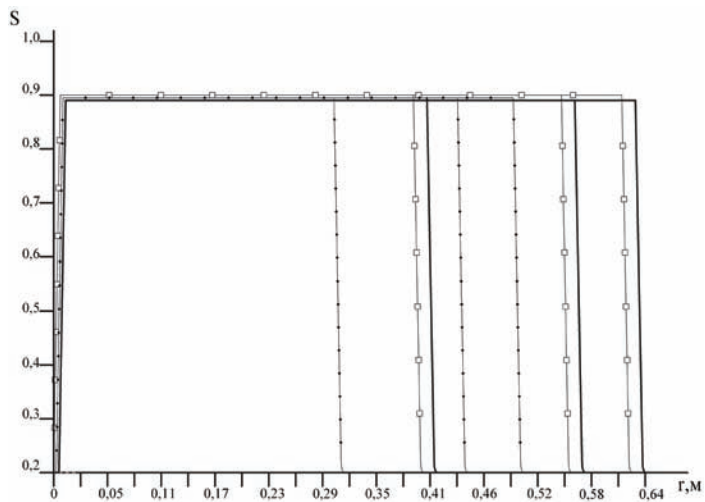


Рис. 6. График газонасыщенности (S) от координаты (r), период $T = 1$ с.

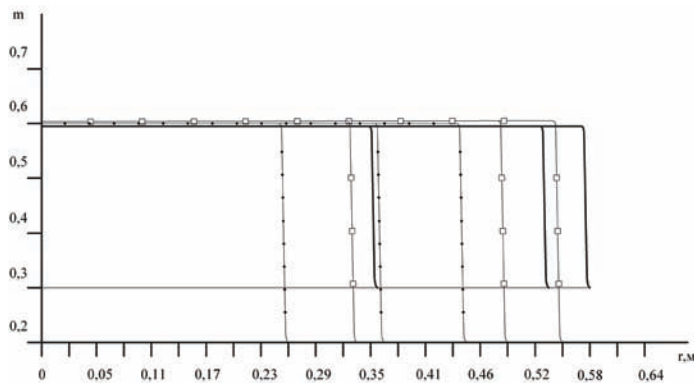


Рис. 7. График зависимости пористости (m) от координаты r , период $T = 500$ с.

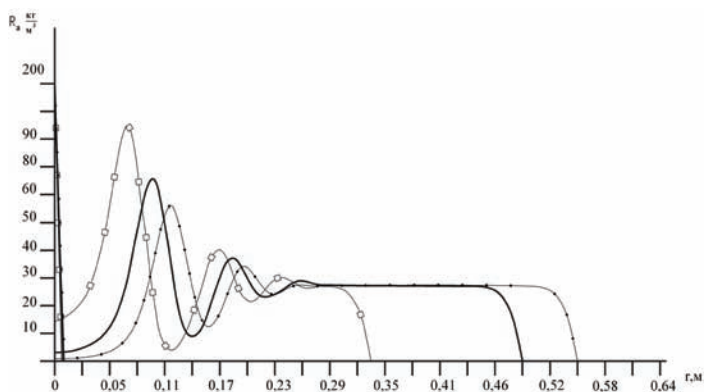


Рис. 8. График зависимости плотности (R_a) кислоты от координаты (r), период $T = 500$ с.

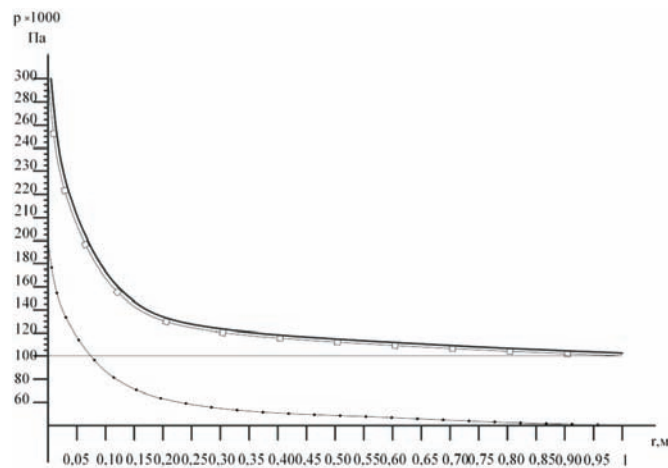


Рис. 9. График давления (p) от координаты (r), период $T = 500$ с.

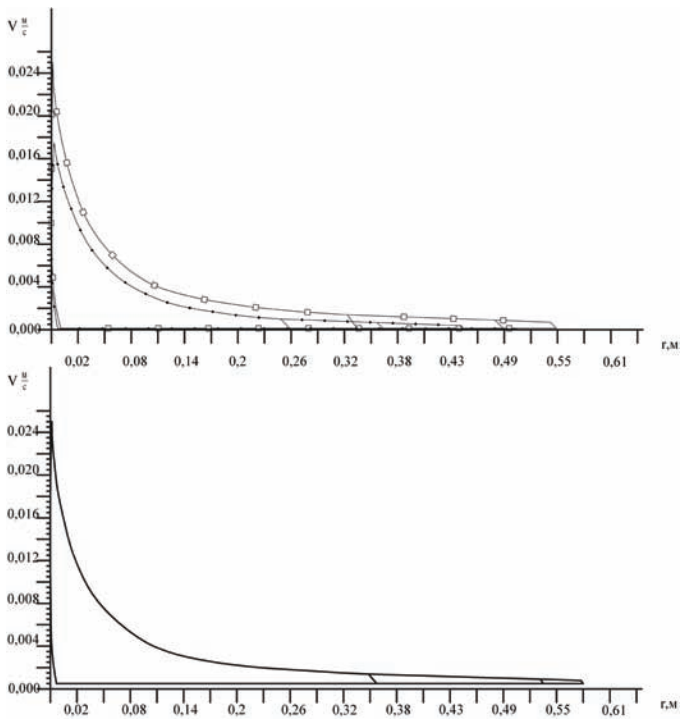


Рис.10. График зависимости скорости (V) фильтрации от координаты (r) $T = 500$ с.

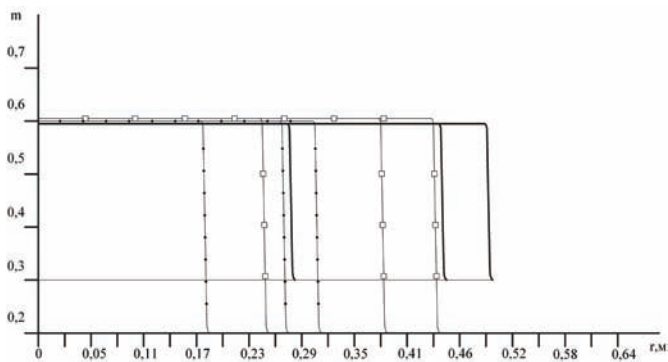


Рис.12. График зависимости пористости (m) от координаты (r), период $T = 500$ с.

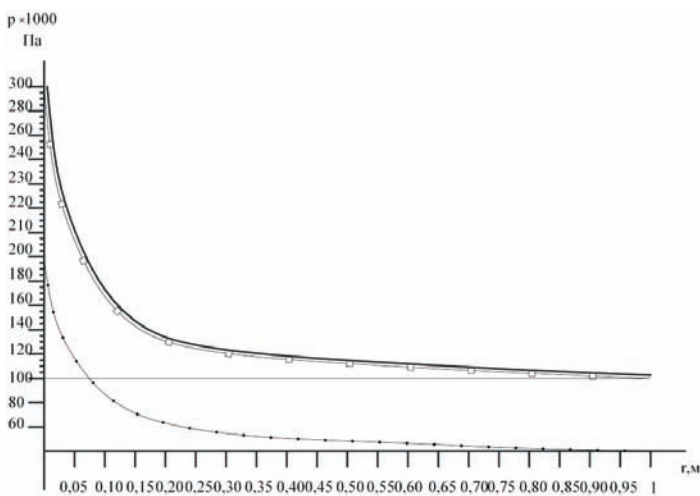


Рис.14. График давления (p) от координаты (r), период $T = 1800$ с.

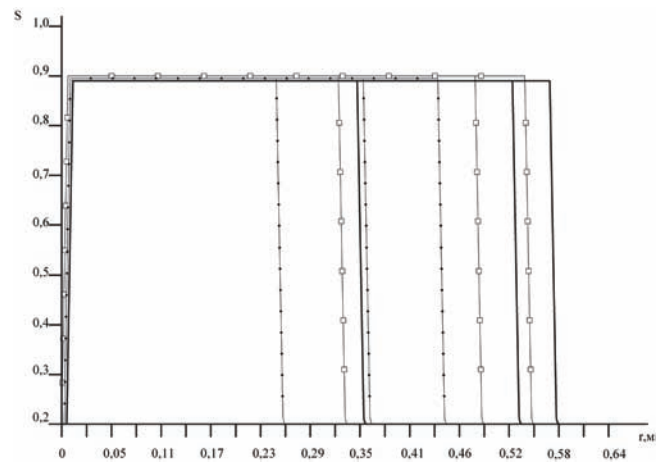


Рис.11. График газонасыщенности (S) от координаты (r), период $T = 500$ с.

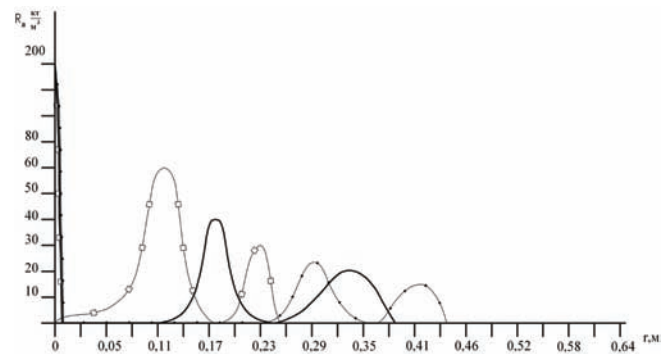


Рис.13. График зависимости плотности (R_a) кислоты от координаты (r), период $T = 1800$ с.

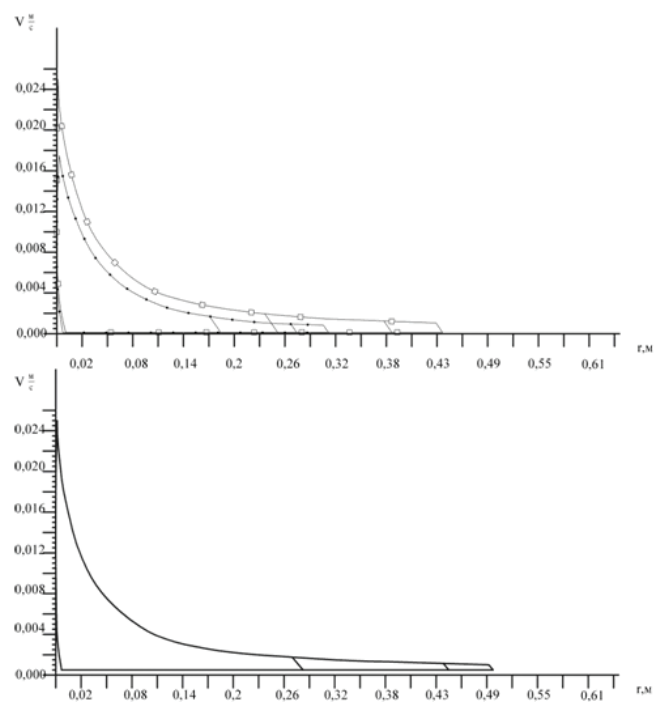


Рис.15. График зависимости скорости (V) фильтрации от координаты (r), $T = 1800$ с.

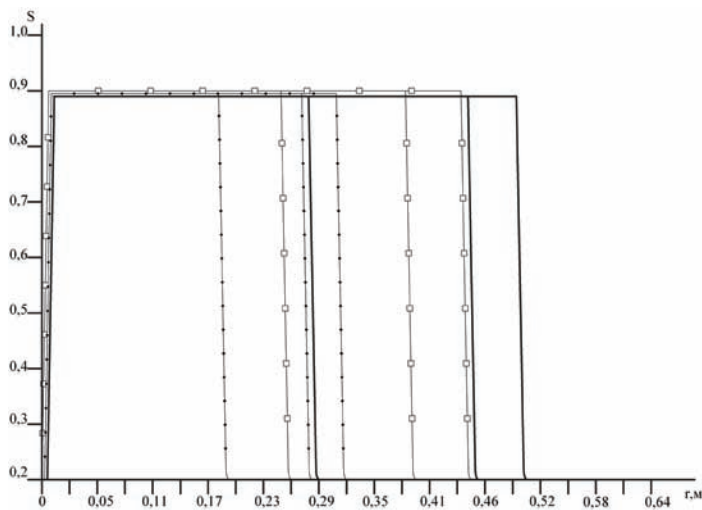


Рис.1б. График газонасыщенности (S) от координаты (r), период $T = 1800$ с.

ЛИТЕРАТУРА

1. Филиппов А.И., Минлибаев М.Р., Чиганов П.А. Математическое моделирование кислотной обработки нефтегазовых пластов. - Дифференциальные уравнения и

их применение в физике. - сб. научных трудов. - 1999. - Стерлитамак. - с. 217-222.

2. Зельдович Я.П., Мышкис А.Д. Элементы математической физики. - М.: Наука, - 1973. - 352 с.

3. Еникеев Т.И., Долматов М.Ю., Филиппов А.И., Хисамутдинов Н.И. Математическое моделирование процесса фильтрации в карбонатосодержащих нефтеносных пластах // Башкирский химический журнал. - Уфа: - 1999.-т.6.-№ 1. - с. 67-70.

4. Тихонов А.И., Самарский А.А. Уравнения математической физики. - М.: Наука, - 1972. - 736 с.

5. Самарский А.А. Введение в численные методы. - М.: Наука, - 1987. - 234 с.

6. Федоренко Р.П. Введение в вычислительную физику. - М.: Наука, - 1989. - 517с.

7. Вахитов Г.Г., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. - М.: - 1978. - 202 с.

8. Филиппов А.И., Котельников В.А., Багаутдинов Р.Н., Путенихина В.П. Исследование полей концентрации при кислотном воздействии на пористую среду // Дифференциальные уравнения и их применение в физике. - сб. научных трудов. - Стерлитамак, - 1999. с. 222-226.

9. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика: Учебное пособие. В 10 т. т. VI. Гидродинамика. - 3-е изд., перераб. - М.: Наука.: 1986, гл. ред. физ.-мат. лит., - 736 с.

10. Словарь по геологии нефти и газа. - Л.: Недра, 1988. - 679 с.

11. Дарахвелидзе П.Г., Марков Е.П. Программирование в Delphi 7. - СПб.: БХВ-Петербург, 2003. - 784 с.

УДК 553.98:662.22

Исследование возможности использования азота как геохимического индикатора прогноза обводнения газоконденсатных залежей

Сирая Н.В. – ведущий химик; Иванкив О.А. – канд. техн. наук, зав. отделом; Голуб О.Г. – нач. партии (ДП НАК „Надра Украины” „Полтавское нефтегазовое региональное геологическое предприятие”; Полтавское отделение Украинского государственного геологоразведочного института)

Возможность ранней диагностики обводнения залежи является одним из важнейших вопросов, возникающих при контроле разработки газоконденсатных месторождений (ГКМ), поскольку появление воды, в большинстве случаев,

приводит к потерям скважинами своих дебитных характеристик относительно углеводородов. Традиционный контроль за обводнением, который сводится к наблюдению за изменением водного фактора после появления пластовой

воды в продукции скважины, или новые методы контроля – по содержанию ионов калия (Астраханское, Токман) [3], хлора (Анастасиевско-Троицкое, Ленинградское, Оренбургское, Петренко) или отношению гидрокарбонат-ионов к ионам натрия (натрий+калий) в вынесенной скважиной воде (Астраханское, Петренко) [1], фиксируют уже факт наличия пластовой воды в продукции или на забое скважины.

Кроме того, существуют методы прогноза начала обводнения эксплуатационных скважин (Речицкое, Малодушинское, Муляк) [1] по содержанию хлористых солей в нефти в период безводной эксплуатации скважин или по коэффициенту светопоглощения ($K_{сп}$), который определяется через оптическую плотность нефти, зависящую главным образом от наличия в нефти асфальто-смолистых веществ, которые обуславливают различную интенсивность окраски (Прикарпатье, Мончак) [10]. К сожалению, эти методы не применимы на газоконденсатных месторождениях, т.к. минеральные соли (в основном хлориды) в нефтепродуктах содержатся в воде, которая в них присутствует. Поскольку водоудерживающая способность конденсата минимальна, то вода и хлористые соли будут обнаружены в продукции газоконденсатной скважины только после обводнения залежи [16].

В условиях форсированного отбора углеводородной продукции важным вопросом является предупреждение начала внедрения пластовых вод в залежь. Поэтому, для диагностики начала обводнения залежей ГКМ до появления воды в продукции скважин в качестве индикатора предлагается содержание азота в компонентном составе газа сепарации. Увеличение содержания азота свидетельствует о первоначальном продвижении пластовой воды к забою скважины и является предвестником начинающегося обводнения разрабатываемого пласта [17]. Увеличение процентного содержания в газе азота обусловлено его опережающим выделением из пластовой воды за счет имеющихся физико-химических характеристик [14].

В природных углеводородных газах азот является постоянной составляющей. Он попадает в залежи из разных источников. Во-первых, из того же органического вещества, из которого образовались и углеводородные компоненты. Во-вторых, азот в недрах может иметь глубинное происхождение за счет его вертикальной миграции по глубинным разломам. В-третьих, в зонах распространения инфильтрационных вод в недра вместе с этими водами может попадать и атмосферный азот [6].

В изменении содержания азота в составе природного газа отмечаются специфические закономерности в пределах каждого нефтегазоносного региона. На примере данных о компонентном составе газовой продукции газоконденсатных месторождений Днепровско-Донецкой впадины (ДДв) Украины установлено, что азот: 1) почти всегда находится в залежах и его отсутствие – скорее исключение, чем правило, 2) его содержание колеблется в пределах – от следов до

Таблица 1. Содержание азота в отложениях ДДв.

Геологический возраст пород		Среднее содержание азота, мол. %			
		северный борт	северная прибортовая зона	центральная зона	южная прибортовая зона
Нижнепермский		-	-	2,20	-
Верхнекаменноугольный		-	-	1,75	-
Среднекаменноугольный	Московский	-	2,10	-	-
	Башкирский	-	1,20	0,67	1,58
Нижнекаменноугольный	Серпуховский	1,20	1,10	1,10	1,88
	Визейский	1,50	1,43	0,48	1,57
	Турнейский	0,40	1,90	0,40	0,90

7,5% по объему, причем трудно проследить закономерности изменения его содержания по латерали (табл. 1). Так, если в северной прибортовой зоне в пределах верхневизейско-серпуховского продуктивного комплекса прослеживается тенденция увеличения концентрации азота с юго-востока на северо-запад, то в пределах центральной зоны существует противоположная зависимость.

Чаще всего, с возрастом вмещающих пород, содержание азота в газах снижается, что наиболее показательно для центральной зоны грабена ДДв. В целом для Днепровско-Донецкой впадины при переходе от нижнепермских и верхнекаменноугольных залежей к турнейским концентрация азота снижается в полтора-два раза, т.е. соответственно с 2,20% и 1,75% до 1,10%. Причем для залежей нижнекаменноугольной системы содержание азота характеризуется постоянными величинами (около 1,2 %).

В подавляющем большинстве случаев в палеозойских отложениях ДДв содержание азота не превышает 2,5%. Его максимальные значения отмечены в верхнекаменноугольно-нижнепермских горизонтах Восточно-Полтавского (4,7%), Западно-Староверовского (5,3%), Миролюбовского (7,4%), а также в визейских залежах Талалаевского (4,9%) и Матлаховского (5,4%) месторождений. Минимальные содержания азота (менее 0,5%) характерны для месторождений центральной части грабена в районе от Глинско-Розышевского до Западно-Солоховского, а также на локальном участке в юго-восточной части региона вблизи краевого разлома, отделяющего борт от северной прибортовой зоны (Шевченковское, Южно-Граковское месторождения).

В подавляющем большинстве азот находится в пластовых водах в растворенном состоянии. В районах, удаленных от залежей углеводородов, его концентрация в водах, как правило, составляет 90% и более. По мере приближения к контуру залежи, увеличивается общее количество газа, приходящегося на единицу объема воды, повышается его упругость и степень газонасыщенности им воды, а в составе газа неуглеводородные компоненты, прежде всего, азот, замещается на углеводородную составляющую. В свою очередь, газы углеводородных залежей обогащаются азотом. Также, пластовые воды содержат углекислый газ, аргон, гелий, встречается водород и сероводород [15].

Газы находятся в водах в виде молекулярных растворов, однако между газовыми и ионно-солевыми компонентами природных вод могут быть взаимопереходы и взаимообмен, что увеличивает растворимость газов в воде. Так, диоксид углерода, гидрокарбонатные и карбонатные ионы образуют в водах равновесные системы. Подобные системы образуют сероводород и гидросульфид-ион SH^- (учитывая эти взаимопереходы, CO_2 и H_2S невозможно использовать в качестве достоверных индикаторов обводненности, так как при снижении пластового давления в зоне дренирования они будут дегазироваться последними) [7].

Растворимость газов в воде различна и зависит, главным образом, от ряда факторов: температуры, давления, минерализации воды, природы самого газа.

Остановимся отдельно на трех основных компонентах природного газа – метане, азоте, углекислом газе, и рассмотрим зависимость их растворимости в воде от вышеперечисленных факторов.

Известно, что при растворении газа в жидкости выделяется теплота, поэтому с повышением температуры растворимость газов в воде уменьшается (табл. 2) [9].

Высокие давления, на глубинах нахождения залежей углеводородов, способствуют растворимости газов. Поскольку давление в пласте достигает 50-70 МПа, то основная часть газа в воде находится в растворенном виде. При растворении газа в жидкости существует предельная концентрация, которая зависит от давления и температуры (табл. 3) [12].

Растворимость газов в некоторых жидкостях коррелирует с их способностью к сжижению. Наиболее легко сжижаемые газы, например CO_2 , более растворимы в воде, чем тяжело сжижаемые, например CH_4 , N_2 . При наличии химического взаимодействия между растворителем и газом (например, между водой и CO_2) растворимость последнего тоже увеличивается. Газы с неполярными молекулами (CH_4 , N_2), лучше растворяются, как правило, в неполярных жидкостях (жидкие углеводороды) и хуже – в воде. Так в 1 литре воды при температуре 18 °C и давлении 1 атм. растворяется 0,033 л метана или 0,017 л азота, а углекислого газа – 0,88 л, что, соответственно, почти в 25 и 50 раз больше.

Также на растворимость газов заметно влияет минерализация воды: при ее повышении растворимость газов значительно снижается (рис. 1) [2].

Таблица 2. Растворимость газов в воде при разных температурах и парциальном давлении, равном нормальному атмосферному.

Газы	мл растворенного вещества на 100 грамм H_2O при температуре, °C					
	0	20	40	60	80	100
CO_2	171,3	87,8	53,0	35,9	-	-
CH_4	5,56	3,31	2,37	1,95	1,77	1,70
N_2	2,35	1,54	1,18	1,02	0,96	0,95

Таблица 3. Растворимость газов в воде при разных давлениях (см^3 на 1 грамм воды).

Давление, МПа	Метан (80 °C),	Азот (75 °C)	Углекислый газ (75 °C)
9,8	1,57	0,95	20,61
19,6	2,63	1,73	26,66
29,4	3,39	2,41	29,51
39,2	3,97	3,13	31,88
49,0	4,46	3,58	33,75

На пластовую систему залежей газоконденсатных месторождений в процессе разработки из всех вышеперечисленных факторов (давление, температура, природа вещества, минерализация воды) больше всего влияет нарушение

естественного распределения давления в пласте. В условиях активного отбора продукции в прискважинной зоне происходит падение давления с образованием депрессионной воронки и изменением градиентов давления

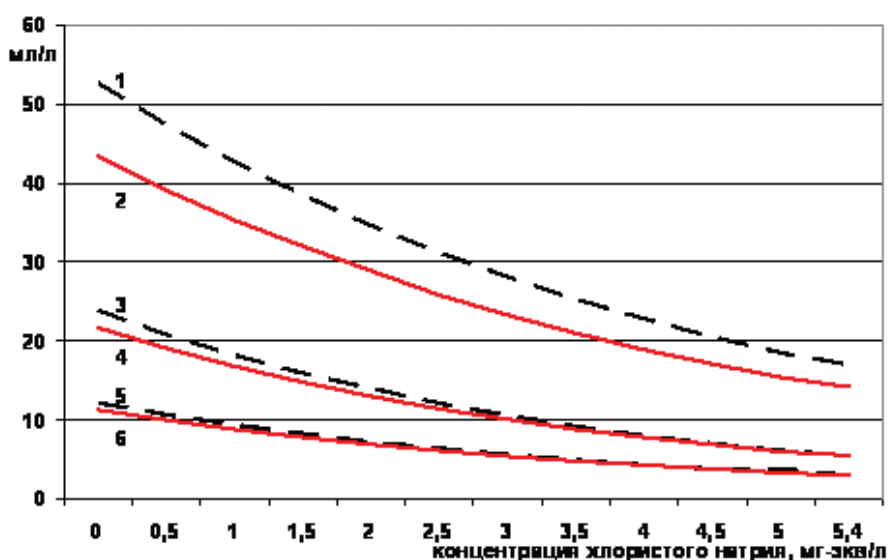


Рис. 1. Растворимость азота, метана и углекислого газа в воде и растворах хлористого натрия при температуре 40 °C и 50 °C: углекислый газ (1) 40 °C; (2) 50 °C; метан (3) 40 °C; (4) 50 °C; азот (5) 40 °C; (6) 50 °C.

близких к вертикальным. Это приводит к поднятию газодного контакта или образованию конусов обводнения [4].

В соответствии с вышеуказанными особенностями растворимости газов в воде, при снижении пластового давления, из водной фазы первыми переходят в свободную газовую наименее растворимые – азот и метан. Лишь на заключительной стадии разработки, при наличии значительного обводнения продукции, происходит конечная дегазация углекислоты и сероводорода, общее количество которых в пластовой воде может превышать их запасы в свободной газовой фазе. В частности, содержание сероводорода в конце разработки некоторых газоконденсатных залежей увеличивается в 2-4 раза. [5, 18].

В процессе эксплуатации скважин использование как геохимического индикатора азота в газе сепарации является целесообразным и актуальным фактором контроля за соблюдением режима разработки данной залежи и предупреждением обводнения скважин, так как азот, за счет имеющихся физико-химических характеристик, первым выделяется из водной части пластового флюида, обогащая углеводородную составляющую природного газа.

Для выяснения механизма процессов растворения азота в воде с последующей её дегазацией (переходом азота в свободное газообразное состояние), проведен ряд экспериментальных исследований на установке фазового равновесия УГКН-1 для системы азот–природный газ–вода в моделируемых термобарических пластовых условиях. Для составления рекомбинированных водо-газовых систем использованы дистиллированная и пластовая (модель пластовой воды с плотностью 1,130 г/мл, молярная концентрация – 3,28 М) вода и газы сепарации из визейских газоконденсатных залежей Луценковского (скважина № 13) и Семиренкоовского (скважина № 51) месторождений ДДв с дополнительным введением азота для лучшего фиксирования изменения его содержания в компонентном составе газа.

Согласно рассчитанных (индивидуально для каждого опыта) пропорций и реальных термобарических условий залегания залежей проведена рекомбинация водо-газовых систем путем насыщения воды азотом с природным газом до средних значений пластовых давлений на глубине залегания визейских отложений (4850-5550 м). Свободная газовая фаза, которая не растворилась в воде при давлении насыщения, равному пластовому, удалена из

камеры и в дальнейшем проводились исследования на бинарной системе вода-растворенный газ.

Давление от начального значения (49,05 МПа) изотермически понижали ступенчато на 100 кгс/см² (9,81 МПа), путем увеличения объема образца за счет поднятия поршня камеры PVT. После стабилизации давления, на каждой ступени полученная свободная газовая фаза в полном объеме отбиралась на исследование для определения ее компонентного состава. Следует отметить, что для охвата процессом насыщения и дегазации всего объема образца, ко-

торый исследовался, проба постоянно перемешивалась мешалкой.

За полученными результатами определения компонентного состава газов, которые выделились в процессе ступенчатого снижения давления, построены графики зависимости выхода азота в свободную газовую фазу из дистиллированной и пластовой воды от давления (рис. 2, 3). Согласно этим данным, с понижением давления до определенной величины в газе, который выделился из воды, содержание азота увеличивается; его скачкообразное повышение (≈ на 46-50% от исходного) зафиксировано при давлении

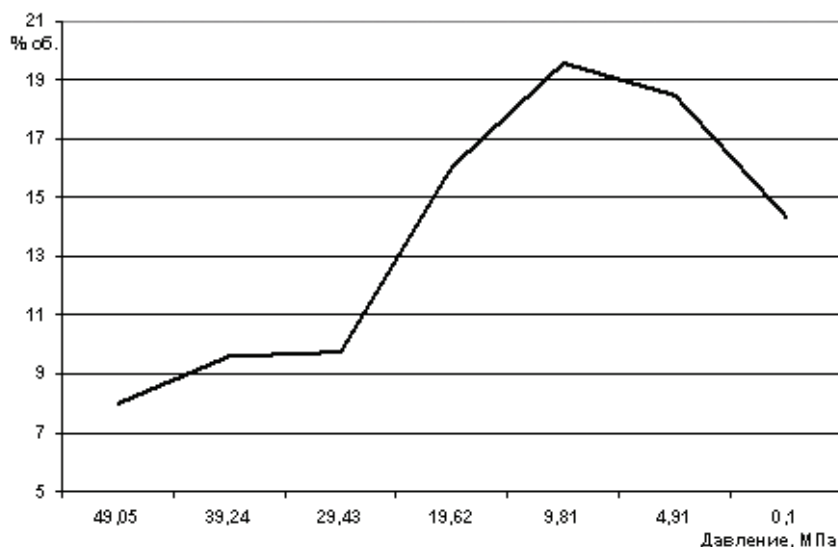


Рис. 2. Изменение содержания азота в свободном газе дегазации дистиллированной воды при ступенчатом снижении давления (t = 80 °С).

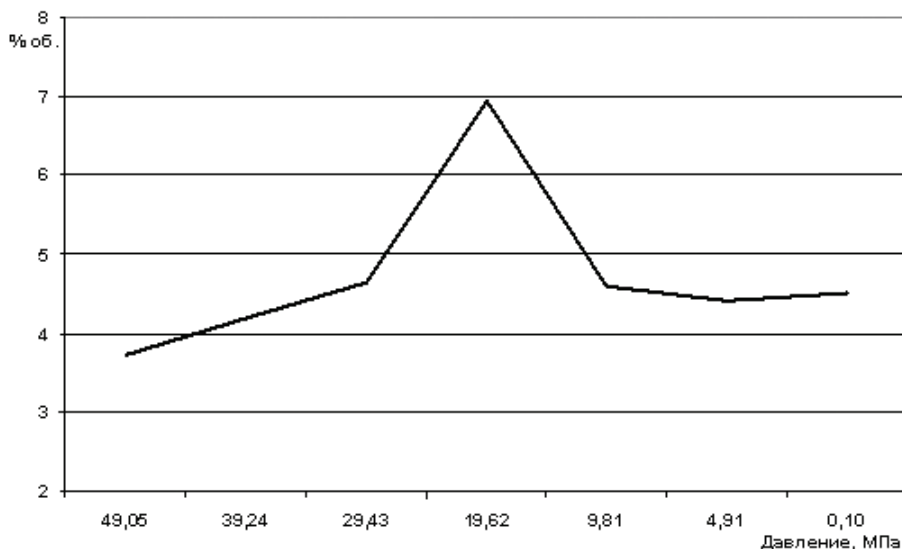


Рис. 3. Изменение содержания азота в свободном газе дегазации пластовой воды при ступенчатом снижении давления (t = 80 °С).

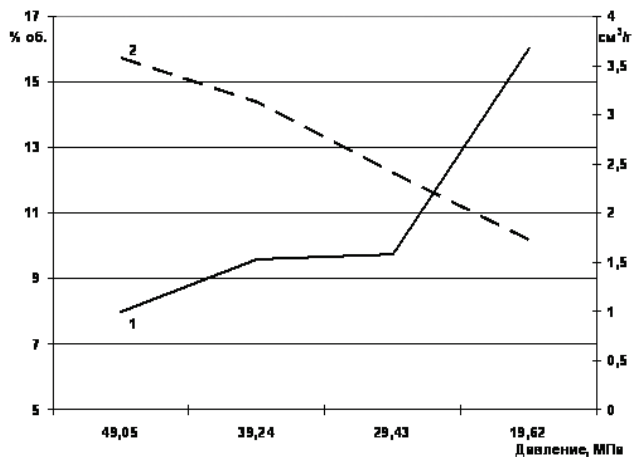


Рис. 4. Зависимость растворимости азота в дистиллированной воде от давления:

1 – содержание азота в свободном газе дегазации воды при $t = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Сирая, Голуб) % об.;
2 – растворимость азота в воде при $t = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ при давлении насыщения.

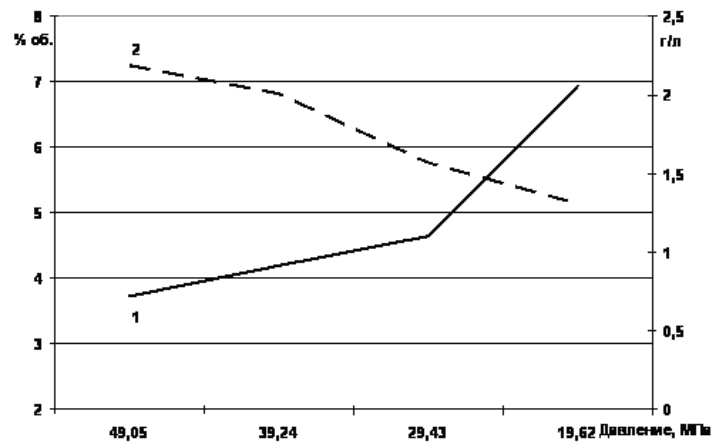


Рис. 5. Зависимость растворимости азота в пластовой (ЗМ) воде от давления:

1 – содержание азота в свободном газе дегазации воды при $t = 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Сирая, Голуб) % об.;
2 – растворимость азота в воде при $t = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$ при давлении насыщения.

19,62 МПа. При дальнейшем снижении давления наблюдается тенденция к уменьшению количества азота в газе дегазации. В пробе с дистиллированной водой высокое содержание азота также наблюдается при давлении 9,81 МПа, что объясняется повышенной растворимостью азота в дистиллированной воде по сравнению с высокоминерализованной.

Можно предположить, что при снижении пластового давления в процессе разработки глубокозалегающих газоконденсатных залежей (при наличии в разрезе высоконапорных водоносных горизонтов), увеличение содержания азота в добываемом газе на 40-50% от исходного будет свидетельствовать о приближении водогазового контакта.

Полученные в результате лабораторных исследований зависимости содержания азота в газах дегазации воды от изменения давления были сопоставлены с литературными данными [8, 13]. Установлено, что значения растворимости азота в пластовой (ЗМ раствор) и дистиллированной воде (исследования проводились при разных давлениях насыщения) отвечают вышеупомянутым зависимостям и обратно пропорциональны к ним (рис. 4, 5).

Таким образом, анализ результатов экспериментальных исследований систем вода-газ в моделируемых пластовых условиях доказывает, что азот по своим физико-химическим показателям может быть использован в качестве геохимического индикатора процесса опережающего обводнения залежей газоконденсатных месторождений, поскольку при снижении пластового давления, а особенно при определенных воздействиях на пласт, азот первым выделяется из пластовой воды и обогащает углеводородную составляющую природного газа, тем самым информируя о приближении водогазового контакта.

Контроль содержания азота в компонентном составе газа сепарации и сопоставление его с промышленными данными позволит вести опережающий контроль обводнения эксплуатируемого объекта, своевременно корректировать технологические режимы работы скважин и разработку залежи в целом, и, в итоге, добиться максимального коэффициента извлечения углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

- Петренко В.И., Петренко Н.В., Хадыкин В.Г., Щугорев В.Д. Взаимосвязь природных газов и воды. – М.: Недра, 1995. – с. 18-19, 156-161.
- Возная Н.Ф. Химия воды и микробиология. – М: Высшая школа, 1967. – с. 55.
- Токман А.К., Комаров А.Ю., Низамова И.М., Шариев И.М., Масленников А.И. Выбор физико-химических индикаторов контроля за обводнением скважин АГМК 67. // Газовая промышленность. – М.: ОАО «Газпром», - 2006. – № 9. – с. 18.
- Демахин С.А., Демахин А.Г. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины. – Саратов: ГосУНЦ „Колледж“, - 2003. – с. 16.
- Еременко Н.А. Справочник по геологии нефти и газа. – М.: Недра, 2002. – с. 208.
- Калинко М.К. Геология и геохимия нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1987. – с. 16-18.
- Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – С. 19,171.
- Корценштейн В.Н. Методика гидрогеологических исследований нефтегазоносных районов. – М.: Недра, 1991. – с. 145.
- Краткий справочник химика. М., Л.: Химия, - 1964. – с. 313-314.
- Мончак Л.С., Трубенко О.М. Основы прикладной геохимии нефти и газа. – Ивано-Франківськ: Факел, - 2007. – с. 225.

11. Муляк В.В. Геотехнологические основы анализа и контроля разработки нефтяных месторождений по промышленным гидрогеохимическим данным: автореф. дис. на соискание уч. степени д-ра техн. наук: спец. 25.00.17 „Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений”. – М.: 2008. – с. 19-20.

12. Намиот А.Ю., Бондарева М.М. Растворимость газов в воде под давлением. – М.: Гостоптехиздат, - 1963. – с. 36-38.

13. Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде. – М.: Недра, - 1991. – с. 99.

14. О некоторых особенностях обводнения скважин газоконденсатных залежей в условиях проявления упруговодонапорного режима разработки по данным гидрохимического метода контроля. / Петренко В.И., Хорошилова Л.В., Лопатина О.А., Демидова А.И., Пономарева М.В., Демидова К.И. – Сборник научных трудов. Серия „Естественная”, № 1. СевКавГТУ // Ставрополь, 2004.

15. Основы прямых геохимических методов поисков нефтяных и газовых месторождений. Под ред. Ф.А.Алексеева. – М.: ВНИИЯГГ, 1967. – С.21, 22.

16. Рыбак Б.М. Анализ нефти и нефтепродуктов. – М.: Гостоптехиздат, 1969. – С. 12, 13.

17. Сіра Н.В., Зезекало І.Г., Іванків О.О. Застосування геохімічних індикаторів пластових флюїдів для своєчасного виявлення обводнення і фазових перетворень газоконденсатних систем. // Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України: тези доповідей науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 16-18 лист. 2010 р.). – Івано-Франківськ, 2010. – С. 129-131.

18. Соколов В.Л., Фурсов А.Я. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 2000. – С. 56.

УДК 622.276.53:621.67-83

К оценке эффективности эксплуатации электроцентробежными насосами добывающих скважин с высоким газовым фактором¹

А.В. Лекомцев – аспирант; Е.Н. Устькачкинцев – студент;

М.С. Турбаков – старший преподаватель

(Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»)

Одним из ограничений эксплуатации установок электроцентробежных насосов (ЭЦН) является наличие свободного газа в откачиваемой жидкости. Увеличение его объемной доли снижает перепад давления, развиваемый насосом, приводит к нестабильной работе, снижению потенциала добычи нефти, преждевременным отказам оборудования. На основной по извлекаемым запасам бобриковского залежи нефти (табл. 1) месторождений, приуроченных к Верхнекамскому месторождению калийных солей (ВКМКС), более 60% суточных скважин работают с забойным давлением ниже

Таблица 1. Геолого-физическая характеристика бобриковского горизонта месторождений, приуроченных к ВКМКС

Месторождение	Средняя глубина залегания, м	Плотность нефти, кг/м ³	Динамическая вязкость нефти, мПа·с	Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	Давление насыщения газом, МПа
Уньвинское	2194	745/821	1,25/5,4	116,3	14,51
Сибирское	2340	730/816	1,22/4,17	164,6	16,4

Примечание. В числителе приведены значения показателей в пластовых условиях, а в знаменателе – в атмосферных условиях.

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

давления насыщения нефти газом, что существенным образом влияет на процесс эксплуатации глубинного оборудования.

При высоком газосодержании продукции скважины в процессе её подъёма по эксплуатационной колонне происходит интенсивное выделение газа в свободную фазу. Поэтому возникает необходимость поддерживать повышенное давление на приеме насоса, что требует излишнего заглубления его под динамический уровень жидкости во избежание срыва подачи. Однако при снижении депрессии в скважинах уменьшается норма отбора жидкости из них. Выбор оптимального режима работы и соответствующего типоразмера насоса позволяет исключить снижение производительности скважины.

Известно, что техническая характеристика работы ЭЦН с высоким содержанием свободного газа на приёме насоса при откачке вязкой жидкости существенно отличается от стеновой характеристики, полученной на воде. При эксплуатации скважин установками ЭЦН необходимо выбирать насосы с учетом корректировки подачи, напора, коэффициента полезного действия и потребляемой мощности [2, 3].

В работе [1] отмечается, что эффективная вязкость газожидкостной смеси в проточной части ЭЦН примерно равна вязкости водонефтяной эмульсии. При вязкости пластовой нефти залежи Бб, не превышающей 1,5 мПа·с, обводнённости не более 50% вязкость эмульсии составит менее 7 мПа·с. Согласно данным работы [1] в таких условиях влияние содержания свободного газа (до 10% по объёму) в откачиваемой среде на подачу насоса оценивается по формуле:

$$K_Q = 1 - \beta_g \quad (1)$$

где β_g – удельное содержание свободного газа в откачиваемой насосом жидкости.

Таким образом, в рассматриваемых условиях основным фактором, влияющим на работу ЭЦН, является наличие свободного газа в откачиваемой жидкости.

Для 24 скважин залежи Бб Уньвинского месторождения, оборудованных центробежными насосами (без газовых сепараторов) с номинальной подачей 18; 30 и 60 м³/сут (ЭЦН18 – 8 скв., ЭЦН30 – 10 скв., ЭЦН60 – 6 скв.) выполнен анализ работы за период 2007-2009 гг. По технологическим режимам скважин с данным типоразмером насоса ежемесячно определялись значения напоров и подач по методике, изложенной в работе [3]. Показатели работы анализируемых скважин приведены в табл. 2 и 3.

По данным табл. 3 построены напорные характеристики $H_{ЭЦН} - Q_{ЭЦН}$ (рис. 1).

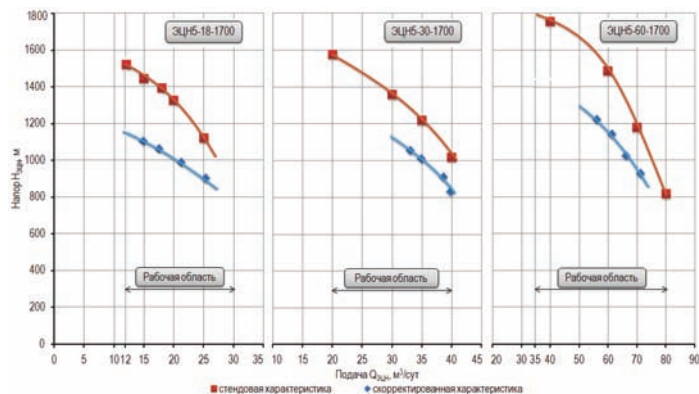


Рис. 1. Напорные характеристики

Таблица 2. Показатели работы ЭЦН

Типоразмер ЭЦН	Подача $Q_{ЭЦН}$, м³/сут		Напор $H_{ЭЦН}$, м.в.ст.	
	Пределы изменения	Средняя величина	Пределы изменения	Средняя величина
ЭЦН5-18-1700	13,7...30,0	20,7	898...1114	1026
ЭЦН5-30-1700	31,5...40,0	37,0	822...1078	1037
ЭЦН5-60-1700	55,2...73,8	66,7	925...1234	1154

Таблица 3. Группировка данных по подаче насосов

Типоразмер ЭЦН	Количество расчётов	Средняя подача $Q_{ЭЦН}$, м³/сут	Средний напор $H_{ЭЦН}$, м.в.ст.
ЭЦН5-18-1700	5	14,9	1105
	7	17,5	1063
	9	21,2	989
	6	25,3	903
ЭЦН5-30-1700	13	33,0	1056
	15	34,9	1011
	18	38,6	914
	20	41,3	822
ЭЦН5-60-1700	4	56,1	1224
	6	61,3	1144
	8	66,2	1026
	5	71,3	930

Результаты выполненных расчётов, представленные в табл. 2 и 3, а также на рис. 1, показывают, что влияние газа на работу ЭЦН проявляется в большей степени для насосов с низкой номинальной подачей, что согласуется с экспериментальными данными [1]. В рабочей области характеристика насоса ЭЦН5-18-1700 более существенно отличается от стеновой по сравнению с насосами с номинальной подачей 30 и 60 м³/сут (рис. 1).

В работе [3] представлены номограммы для определения корректировочных коэффициентов K_H , K_Q и K_N в зависимости от β_g при удельном газосодержании до 0,1 (рис. 2).

Полученная методика была опробована на скважине № 333 Сибирского месторождения, эксплуатирующей залежь нефти с аналогичными свойствами (табл. 1). Данная скважина в мае 2007 г. переведена с фонтанного на механизированный способ эксплуатации с помощью ЭЦН5-80-1550, в мае 2008 г. произведена смена насоса на ЭЦН5-80-1700, а в

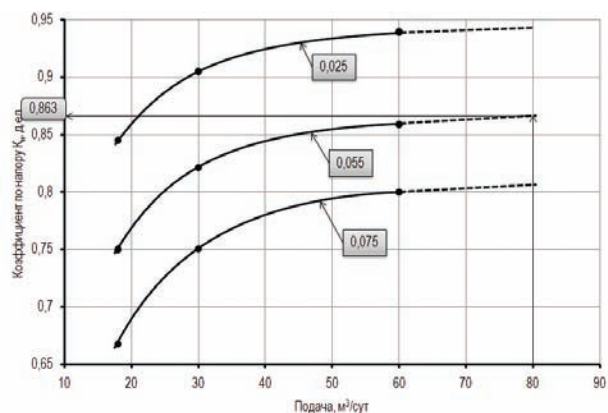
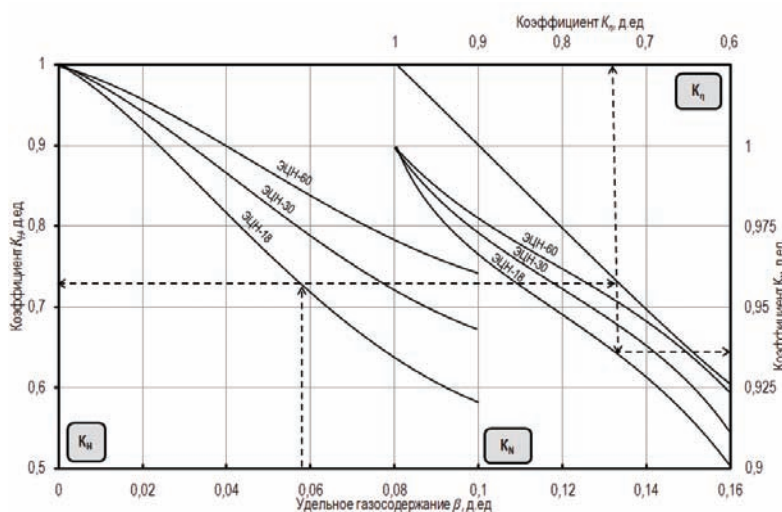


Рис. 3. Зависимость пересчетного коэффициента по напору от подачи насоса и удельного газо содержания на приеме насоса

Рис. 2. Номограмма для определения корректировочных коэффициентов (ЭЦН-18-1700, ЭЦН-30-1700, ЭЦН-60-1700)

марте 2009 г. – на ЭЦН5-125-1550. Основные показатели работы скважины с насосами ЭЦН5-80 приведены в табл. 4. Давление у приема насоса определялось с помощью прибора СКАТ-28К. Забойное давление (по измеренному у приема

ЭЦН) и давление на выкиде насосов определены по методике Позтмана-Карпендера с учетом сепарации газа перед насосом.

С помощью номограммы (рис. 2) построена зависимость для определения пересчетного коэффициента по напору K_N для насосов с номинальным напором 1700 м, представленная на рис. 3. С учетом полученного

Таблица 4. Исходные данные и результаты расчета по скважине № 333

Типоразмер насоса, глубина подвески ЭЦН	Дата	Давление, МПа					Динамический уровень, м	Обводненность, %	Фактические значения		Удельное газо содержание на приеме насоса, д.ед.	Корректировочные коэффициенты, д.ед.		Расчетный напор, м	Фактический КПД, %
		буферное	затрубное	забойное	на приеме	на выходе			Подача, м ³ /сут	Напор, м		по подаче	по напору		
ЭЦН5-80-1550, H=1807 м	11.2007	2,5	1,6	15,21	11,69	16,32	536	45	101,2	472	0,056	0,9	0,60	541	18,3
	01.2008	2,5	1,6	15,16	11,64	16,23	536	46,3	102,9	468	0,057	0,9	0,60	517	18,4
	02.2008	2,5	1,6	14,96	11,45	16,01	536	41,5	104,8	465	0,064	0,9	0,60	489	18,5
	04.2008	2,5	1,6	14,91	11,39	15,8	536	46	109,8	449	0,062	0,9	0,62	419	18,2
	05.2008	1,8	1,2	14,70	11,06	15,38	132	51,1	111,8	441	0,055	0,9	0,62	382	18,0
ЭЦН5-80-1700, H=1807 м	08.2008	2,5	1,6	14,43	10,91	15,21	536	59,2	120,4	439	0,052	0,95	0,84	459	14,8
	09.2008	2,5	1,6	14,23	10,71	15,22	536	60,5	119,8	459	0,052	0,95	0,88	495	16,2
	10.2008	2,5	1,6	14,21	10,69	15,27	536	61,4	126,4	466	0,048	0,95	0,87	300	14,8
	11.2008	2,5	1,6	14,21	10,70	15,14	536	63,9	126	453	0,053	0,95	0,87	313	14,6
	12.2008	2,5	0,9	14,12	10,60	15,08	410	64,4	124,9	457	0,053	0,95	0,87	347	14,8
	01.2009	2,5	0,9	14,13	10,57	15,02	410	64	125	454	0,050	0,95	0,87	344	14,7

соотношения выполнены расчеты и построена расчетная характеристика для ЭЦН5-80-1700, которая показана в виде штриховой линии.

Известно, что с увеличением количества рабочих ступеней ЭЦН влияние свободного газа на работу насоса снижается [1]. С учетом этого пересчитанные коэффициенты для насоса ЭЦН5-80-1550 определены путем корректировки соответствующих коэффициентов для ЭЦН5-80-1700:

$$K_{H(1550)} = K_{H(1700)} \frac{1550}{1700} \quad (2)$$

Расчетная характеристика ЭЦН5-80-1550 приведена на рис. 4. В левой части фактические характеристики насосов оказались ниже расчетных, что связано, очевидно, с дополнительными потерями напора при откачке жидкости с повышенной вязкостью. Вязкость жидкости, определяемая по приведенной в работе [1] формуле, при обводнённости до 10% не превышает 5 мПа·с, при содержании воды 64% (скважина № 333) - увеличивается до 24 мПа·с. Фактическая вязкость высокодисперсной эмульсии, образующейся в насосе с большим количеством (более 300) рабочих ступеней, может оказаться существенно выше указанной величины. В правой части фактические точки на рабочих характеристиках насосов находятся выше расчетных значений. Вероятно, что при увеличении расхода откачиваемой жидкости особенно за пределами рабочей зоны характеристики ЭЦН, наблюдается снижение негативного влияния свободного газа на развиваемый напор, что можно объяснить более высокой дисперсностью газожидкостной смеси при увеличении расхода жидкости.

Работа ЭЦН5-80-1550 в скважине № 333 велась в крайней правой части рабочей зоны характеристики насоса, ЭЦН5-80-1700 – за пределами рабочей зоны. При подачах, превышающих 100 м³/сут, полезная мощность при работе насосов составила менее 20% затрачиваемой мощности, то есть работа установки ЭЦН в данных условиях характеризуется низкими значениями КПД (табл. 4).

Применение описанного алгоритма позволит с учетом негативных факторов оценить возможность использования

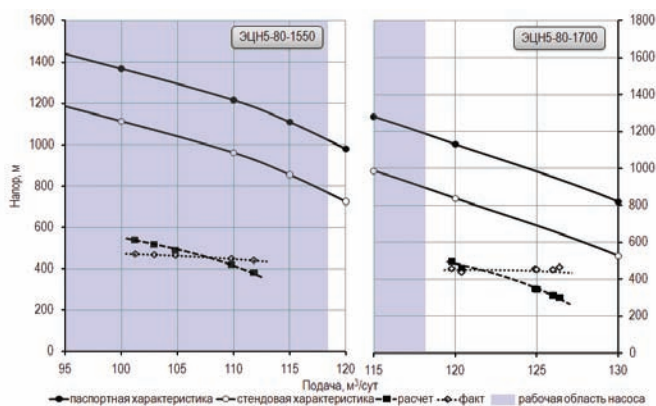


Рис. 4. Характеристики насосов ЭЦН5-80-1550 и ЭЦН5-80-1700

того или иного типоразмера насоса с минимальными энергетическими, трудовыми и экономическими затратами на добычу нефти. Полученные характеристики и номограммы могут быть использованы при выборе насосов ЭЦН и оценке их работы в скважинах месторождений Верхнего Прикамья с высоким газовым фактором и низкой вязкости откачиваемой продукции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие. – М.: МАКС Пресс, - 2008. – 312 с.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
3. Мордвинов В.А., Турбаков М.С., Лекомцев А.В. Характеристики погружных электроцентробежных насосов при откачке газожидкостных смесей из скважин // Нефтяное хозяйство. – М.: 2010. – № 8. – с.112-115.

УДК 622.24.026.3.001.5

Исследование ингибирующей способности бурового раствора с кинетическим ингибитором при разведке газовых гидратов

Н.И. Николаев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;
Лю Тяньлэ – аспирант; Р.М. Вафин - аспирант
(Санкт-Петербургский государственный горный университет)

Газовые гидраты – кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из воды и газа. Газовые гидраты имеют высокую энергетиче-

скую плотность. Ввиду серьезной нехватки энергии в мире, газогидраты считаются перспективным решением данной проблемы. Однако, газовые гидраты стабильны только в

условиях высокого давления и низких температур, поэтому существуют определённые трудности при их разведке и разработке.

В начале 60-х годов были обнаружены первые месторождения газовых гидратов на севере СССР, одновременно с этим возможность образования и существования гидратов в природных условиях находит лабораторное подтверждение [1]. В 1969 г. началась разработка Мессояхского месторождения в Сибири, где, как считается, впервые удалось извлечь природный газ непосредственно из гидратов. До начала 90-х годов Советский Союз удерживал одно из лидирующих мест в мире в области изучения газовых гидратов. После распада СССР исследования газовых гидратов на постсоветском пространстве были практически свернуты.

Большая часть газогидратов сосредоточена на шельфах, где глубина воды составляет не более 500 м. В шельфовых зонах вода выносит органический материал и содержит питательные вещества для бактерий. Обычная глубина залегания скопления природных газовых гидратов (СПГГ) - 100-500 м ниже морского дна, хотя иногда их обнаруживали и на морском дне. В районах с развитой многолетней мерзлотой они могут присутствовать и на меньших глубинах.

Крупные СПГГ были обнаружены на шельфе Японии, в районе Блейк Ридж к востоку от морской границы США, на материковой окраине района Каскадных гор около Ванкувера (Британская Колумбия, Канада) и на шельфе Новой Зеландии. В Китае газовые гидраты распространены, в мерзлотах в Цинхай-Тибетском нагорье и на Северо-Востоке Китая. На шельфе Южно-Китайского моря находятся самые большие запасы газовых гидратов, данное месторождение хорошо изучено при исследованиях учёными.

Возникающие перепады давления при вскрытии пластов, содержащих газовые гидраты, приводят к изменению температуры, условий залегания и делают газовые гидраты неустойчивыми, что неизбежно ведет к диссоциации газовых гидратов. С повышением температуры бурового раствора на забое скважины, связана диссоциация газогидратов. Газ, выделяемый при диссоциации гидратов, газифицирует буровой раствор, что приводит к снижению его плотности, и как следствие увеличивает опасность газаводопроявлений. Повышение давления в кольцевом пространстве, вызванного диссоциацией газа, может привести к образованию газогидратов, прихвату бурильных труб, прекращению циркуляции промывочной жидкости, что может явиться причиной серьезных осложнений и аварий в процессе бурения.

В целях предупреждения аварийных случаев, диссоциации газогидратов и гидратообразованию внутри бурильной колонны, необходимо поддержание оптимальной температуры и давления на забое скважины. Разработаны новые составы буровых растворов, позволяющие эффективно ингибировать образование гидратов в кольцевом пространстве, является актуальной задачей.

Схема экспериментальной установки для исследования бурового раствора в условиях залегания газовых гидратов представлена на рис. 1. Средняя молекулярная масса полиэтиленгликоля составляет 2000 ± 10 .

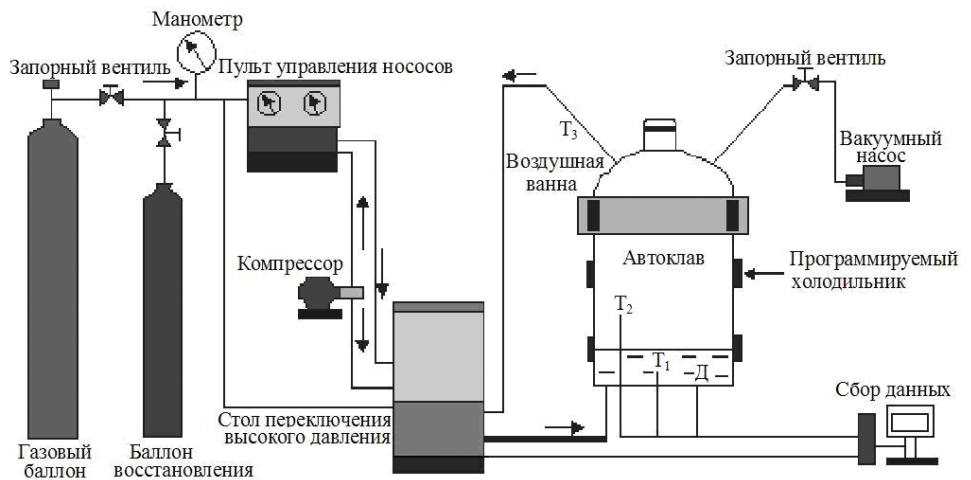


Рис. 1. Схема экспериментальной установки для исследования буровых растворов. Базовая рецептура бурового раствора: вода + 3% бентонит + 10% полиэтиленгликоль (ПЭГ) + 20% NaCl + 4% SMP-2 + 1% LV-PAC + 0,3% Na_2CO_3 + 0,5% NaOH.

Экспериментальная установка состоит из программируемого холодильника, автоклава, стола переключения высокого давления, пульта управления насосами, газовых баллонов и др. В автоклаве имеются датчики температуры и давления. В рабочем режиме температура в холодильнике находится в диапазоне $-100 \sim 200$ °С, при давлении $0 \sim 50$ МПа. Подачей метана в автоклав регулируются давления. Эксперимент длится 20 часов. В процессе эксперимента данные обрабатываются с помощью специального программного обеспечения.

В мировой практике бурения для предотвращения образования гидратов применяется кинетический ингибитор полиэвинилпирролидона (PVP), содержание которого обычно изменяется в пределах 0,5-1,0%. В настоящее время используется два типа кинетических ингибиторов - K30 и K90. Сравним их ингибирующую способность при давлениях в 13 МПа и 18 МПа, используя одинаковое количество. Моделируя условия низкой температуры и высокого давления, проверим ингибирующую способность данных соединений совместно с базовой рецептурой бурового раствора. Сбор и обработка информации о параметрах температуры и давления осуществляется с помощью специального программного обеспечения. Буровой раствор в количестве 2000 Мл, подается в автоклав вместе с газом (метаном), температура в автоклаве контролируется на уровне 2 °С. Образование гидратов - реакция экзотермическая, с выделением метана, что приводит к увеличению температуры и снижению давления. Изменения данных характеристик отображаются на мониторе в реальном времени, благодаря чему мы можем легко определить начало образования гидратов. В случае быстрого падения давления, эксперимент прекращается.

При использовании бурового раствора без PVP, образуется большое количество гидратов уже после 16 часов, при давлении 17,5 МПа и температуре 2 °С. Результат эксперимента показан на рис. 2.

При введении в буровой раствор 1% PVP типа K30 при давлении 13,7 МПа и температуре 2 °С в течение 20 часов образование гидратов не происходит. Результат показан на рис. 3.

При введении в рецептуру 1% PVP типа K90, при давлении в 13,8 МПа, температуре 2 °С после 20 часов гидраты так же не образуются. Результат показан на рис. 4.

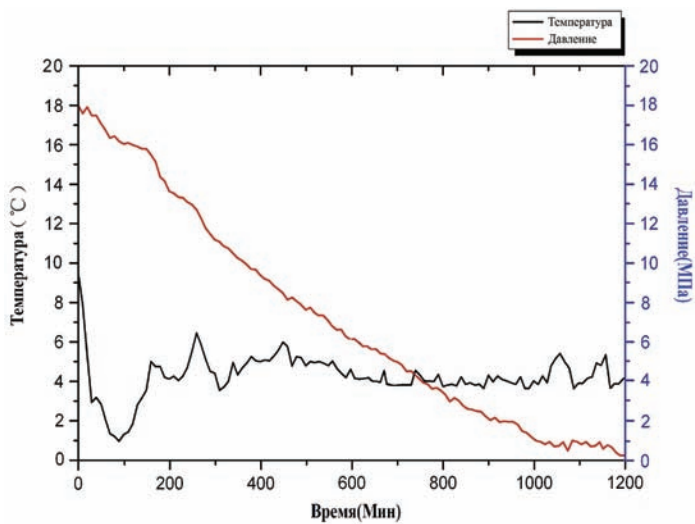


Рис. 2. Зависимость изменения давления и температуры в автоклаве при использовании бурового раствора без PVP

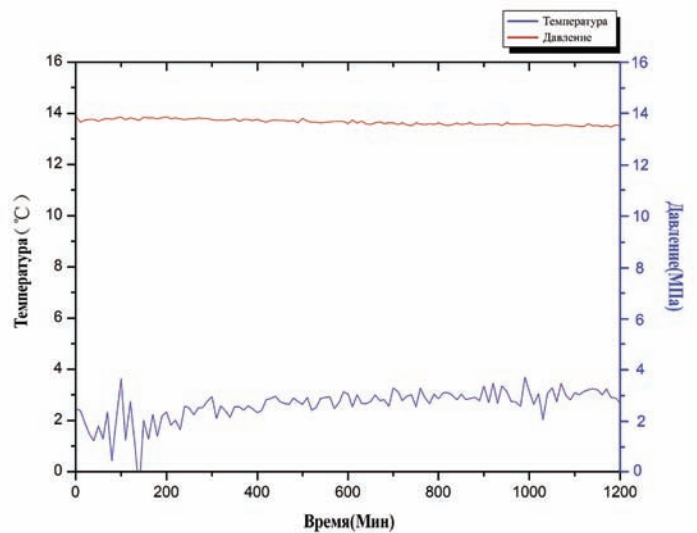


Рис. 3. Зависимость изменения давления и температуры в автоклаве при введении в буровой раствор 1% PVP типа К30 при давлении 13,7 МПа и температуре 2 °С

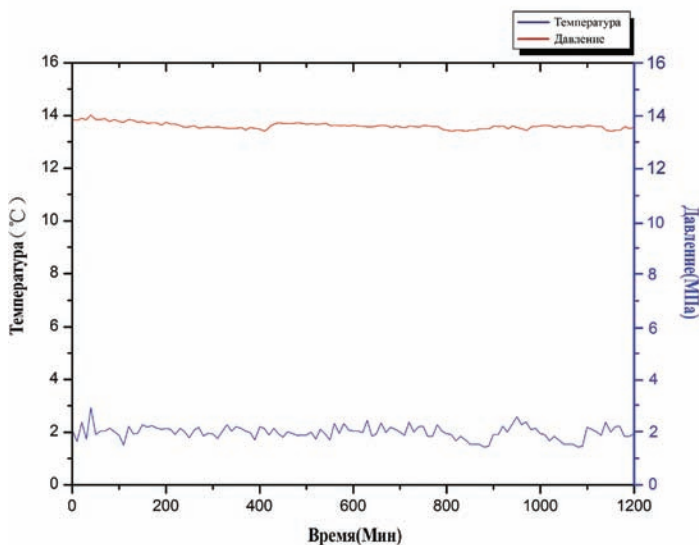


Рис. 4. Зависимость изменения давления и температуры в автоклаве при введении в буровой раствор 1% PVP типа К90 при давлении 13,7 МПа и температуре 2 °С

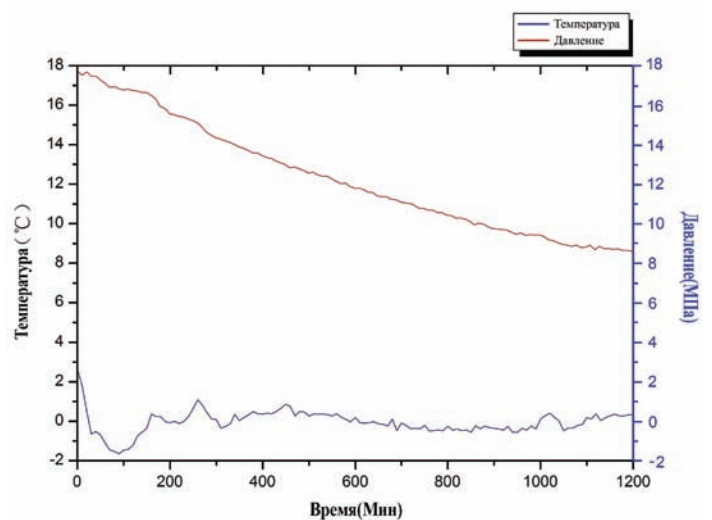


Рис. 5. Зависимость изменения давления и температуры в автоклаве при введении в буровой раствор 1% PVP типа К30 при давлении 18 МПа и температуре 0 °С

Однако при увеличении давления до 18 МПа и температуре 0 °С при использовании в рецептуре 1% PVP типа К30 происходит образование большого количества гидратов. Результат показан на рис. 5.

При введении в рецептуру базового бурового раствора 0,5% PVP типа К90 при давлении 18 МПа и температуре 0 °С образуется небольшое количество гидратов. Результат показан на рис. 6.

Однако при увеличении концентрации PVP типа К90 до 1%, при тех же условиях образование гидратов не происходит. Данная рецептура бурового раствора показала высокие ингибирующие способности к образованию гидратов. Результат показан на рис. 7.

Таким образом, при отсутствии кинетического ингибитора в буровом растворе в автоклаве образуется большое количество

гидратов. Однако мы установили, что использование PVP в буровом растворе предотвращает образование гидратов. При использовании PVP типа К30 ингибирование происходит при давлении до 13 МПа, но с увеличением давления до 18 МПа, в автоклаве происходит гидратообразование. В результате исследований также установлено, что PVP типа К90 имеет большую ингибирующую способность по сравнению с К30 и с увеличением концентрации наблюдается повышение ингибирующей способности (без значительного изменения давления, в течение длительного времени). PVP это высокомолекулярное соединение и при его избытке происходит ухудшение реологических характеристик и увеличение вязкости PVP бурового раствора. Таким образом, учитывая данное условие, применение PVP(К90) в концентрации 1% удовлетворяет условиям ингибирования и

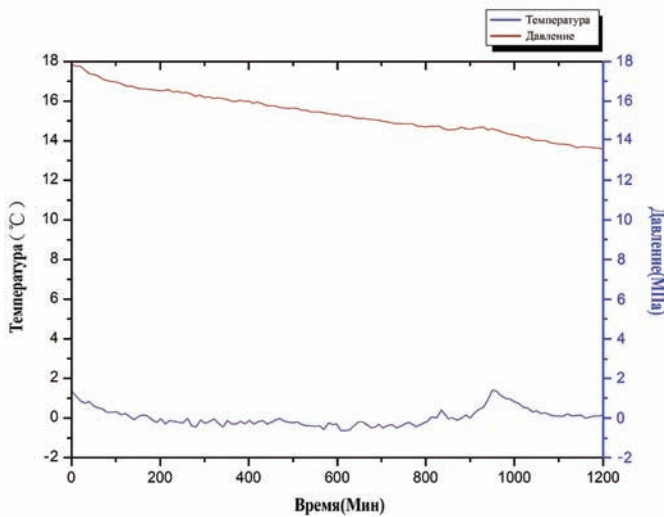


Рис. 6 Зависимость изменения давления и температуры в автоклаве при введении в буровой раствор 0,5% PVP типа K90 при давлении 18 МПа и температуре 0 °С

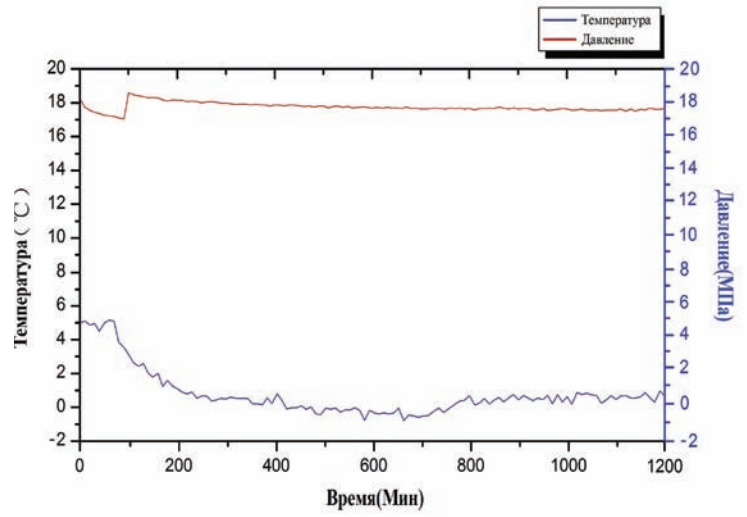


Рис. 7 Зависимость изменения давления и температуры в автоклаве при введении в буровой раствор 1% PVP типа K90 при давлении 18 МПа и температуре 0 °С

имеет приемлемые реологические характеристики бурового раствора.

Известно, что для пласта, содержащего газогидрат, температура бурового раствора должна находиться в

пределах от 0 до 6 °С. Низкая температура отрицательно влияет на основные характеристики бурового раствора. Поэтому следующим этапом наших исследований является измерение плотности, пластической вязкости, предельного напряжения сдвига, статического напряжения сдвига бурового раствора по стандартам API.

Таблица 1. Результаты измерения пластической вязкости, статического напряжения сдвига, предельного напряжения сдвига и фильтрации бурового раствора в зависимости от концентрации PVP

Концентрация PVP	ρ , г/см ³	η , (мПа·с)	СНС, Па/Па	ПНС, (Па)	Φ , (мл)
Базовый буровой раствор + 0,4% PVP	1,165	12	1,5/2,0	5,11	11,0
Базовый буровой раствор + 0,5% PVP	1,165	13	1,5/2,0	5,11	10,8
Базовый буровой раствор + 0,6% PVP	1,165	14,5	1,0/2,0	6,643	10,4
Базовый буровой раствор + 0,7% PVP	1,166	16,8	1,5/2,5	7,277	9,5
Базовый буровой раствор + 0,8% PVP	1,166	18	1,5/2,0	7,935	7,8
Базовый буровой раствор + 0,9% PVP	1,167	18,5	2,0/2,5	8,687	6,5
Базовый буровой раствор + 1,0% PVP	1,168	20	2,0/2,5	9,198	5,5
Базовый буровой раствор + 1,1% PVP	1,168	22,5	2,0/3,0	8,687	5,5
Базовый буровой раствор + 1,2% PVP	1,168	23	2,5/4,5	9,709	5,5

Высокая концентрация PVP(K90) отрицательно влияет на пластическую вязкость, динамическое напряжение сдвига и статическое напряжение сдвига. В связи с этим, в исследованиях остановимся на содержании PVP 0,5% и 1%. Мы обнаружили, что добавка 1% PVP(K90) в буровой раствор удовлетворяет условиям ингибирования гидратов. Результаты измерения пластической вязкости, статического напряжения сдвига, предельного напряжения сдвига и фильтрации в бурового раствора зависимости от концентрации PVP представлены в табл. 1 и на рис. 8.

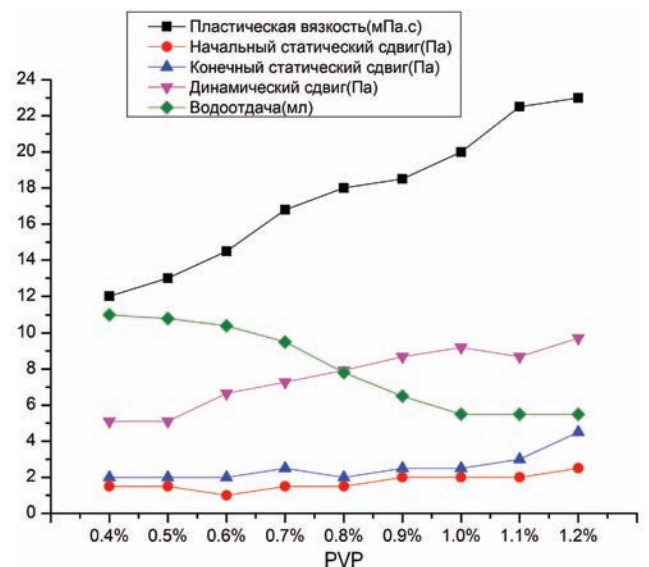


Рис. 8 Обобщенный график зависимости основных технологических параметров от концентрации PVP

Из рис. 8 следует, что при увеличении концентрации PVP в пределах исследуемого диапазона водоотдача бурового раствора снижается, а остальные характеристики возрастают. Однако, при 1,0-1,2% динамическое напряжение сдвига незначительно уменьшается. Статическое напряжение сдвига стабильно возрастает с увеличением концентрации. При концентрации PVP выше 1%, изменение динамического напряжения сдвига несущественно, как и начального статического напряжения. Но изменение конечного статического напряжения сдвига очевидно. Это доказывает, что предпочтительнее концентрации PVP(K90) до 1%, с учетом величины пластической вязкости (20 мПа·с). Кроме того, в этой концентрации, соотношение между текучестью и пластичностью приближается к 0,46. Отсюда следует, что буровой раствор имеет удовлетворительные реологические свойства, что способствует хорошему выносу шлама, обеспечивает устойчивость стенок скважин, а также эффективное

смазывание бурового инструмента. При концентрации PVP(K90) более 1%, ухудшаются реологические свойства бурового раствора, что отрицательно влияет на скорость циркуляции бурового раствора и вызывают скачки давления в скважине.

Выводы

В результате исследований было установлено, что использование кинетического ингибитора в буровом растворе предотвращает процесс гидратообразования. С увеличением концентрации PVP(K90) эффект ингибирования усиливается, но при его избытке увеличивается вязкость и ухудшаются реологические характеристики. При бурении скважин на газогидраты, необходимо сохранить высокую скорость циркуляции бурового раствора для создания турбулентного потока, что способствует охлаждению долота на забое, улучшит вынос шлама. В процессе бурения необходимо постоянно следить за изменениями плотности и температуры бурового раствора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Makogon, Y.F. Natural gas hydrates—a promising source of energy. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 2010, 2, 49–59.
2. Sloan, E.D.; Koh, C.A. *Clathrate Hydrates of Natural Gases*, 3rd ed.; CRC Press, Taylor & Francis Group: Boca Raton, FL, USA, 2008.
3. Ning, F.; Wu, N.; Jiang, G.; Zhang, L.; Guan, J.; Yu, Y.; Tang, F. A Method to Use Solar Energy for the Production of Gas from Marine Hydrate-Bearing Sediments: A Case Study on the Shenhu Area. *Energies* 2010, 3, 1861–1879.
4. Makogon, Y.F.; Holditch, S.A.; Makogon, T.Y. Natural gas-hydrates—a potential energy source for the 21st Century. *J. Pet. Sci. Eng.* 2007, 56, 14–31.

УДК 622.244.442

Результаты экспериментальных исследований эффективности реагентов-понижителей твердости пород в составе буровых растворов

Н.И. Николаев – профессор, доктор техн. наук, зав. кафедрой;
Е.А. Леушева – аспирант
Санкт-Петербургский государственный горный университет

Эффективность бурения глубоких скважин зависит не только от технических средств и технологии, но и от систем буровых растворов, так как показатели бурения во многом зависят от состава, свойств и их физико-химической обработки. При бурении в твердых горных породах резко увели-

чиваются энергозатраты на разрушение породы на забое, уменьшается проходка на долото, ресурс работы бурового оборудования в целом. В связи с этим создание композиций буровых растворов с добавками реагентов - понижителей твердости горных пород представляется весьма актуальной задачей.

Известно [3], что процесс разрушения горных пород на забое скважины сопровождается формированием под торцом породоразрушающего инструмента двух зон:

- зона разрушения, характеризующаяся отрывом отдельностей от забоя;
- зона предразрушения, где после

прохождения породоразрушающего инструмента образуются микротрещины.

В присутствии ослабляющей жидкости, подаваемой в зону контакта породоразрушающего инструмента с породой, увеличивается область распространения микротрещин в зоне предразрушения. Это происходит оттого, что на стенках микротрещин адсорбируются молекулы и ионы из бурового раствора. По правилу адсорбции П.А. Ребиндера, поверхностное натяжение на границе раздела фаз (жидкость-газ и жидкость-твердое тело) снижается одновременно с формированием адсорбционного слоя.

В работе [2] показано, что облегчение деформации и разрушение твердых тел под влиянием жидкости могут быть усилены небольшими добавками особых активных веществ – понизителей твердости. Установлено, что добавки от 0,01 до 1% понизителей твердости повышают скорость бурения на 20–60%. Это проявляется в наиболее твердых породах, таких как кварциты, граниты, известняки, доломиты и д.р.

При бурении глубоких скважин значительная часть микротрещин, которые образуются на забое, после снятия нагрузки закрываются. Это происходит под действием не только молекулярных сил сцепления, но и под действием гидростатического давления бурового раствора. Влияние угнетающего давления на забой увеличивается с глубиной и напрямую связано с его плотностью.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что для повышения эффективности процесса разрушения горных пород необходимо:

- обрабатывать растворы реагентами – понизителями твердости, наиболее эффективными из которых являются поверхностно-активные вещества (ПАВ);

- стремиться к снижению плотности буровых растворов, например при помощи использования безглинистых промывочных жидкостей, стабилизированных различными типами полимеров;

Авторами предлагается комплексная методика прямой регистрации параметров разрушения горных пород в условиях использования ПАВ совместно с полимерами, а именно:

- измерение краевого угла смачивания при помощи системы анализа формы капли «Easy Drop». Замеряются краевые углы смачивания различных ПАВ и полимеров на стеклянной поверхности и на образце горной породы;

- определение микротвердости горной породы с получением диаграммы деформации образца в сухом состоянии и в среде бурового раствора;

- определение предела прочности образца горной породы, при одноосном сжатии;

- определение динамической прочности методом толчения.

Данная методика позволит дать количественную оценку эффективности разрабатываемых составов применительно к различным типам твердых горных пород.

В данной работе приведены результаты исследований влияния различных ПАВ на краевой угол смачивания и микротвердость горных пород.

При разрушении горных пород целесообразнее применять такое ПАВ, которое будет лучше растекаться по поверхности, т.е. в большем количестве и глубже проникать в образовавшиеся микротрещины, создавая расклинивающее давление на их внутреннюю поверхность.

В процессе экспериментальных исследований использовались:

- анионоактивные ПАВ - лаурил-

сульфат натрия и линейный алкилбензолсульфонат натрия (ЛАБС натрия);

- катионоактивный ПАВ – катамин-АБ;

- неионогенный ПАВ – ОП-7.

Концентрация ПАВ в водных растворах составляла 0,05 и 0,1%. Результаты экспериментов по определению краевого угла смачивания представлены на рис. 1.

Из рис. 1 видно, что наименьшие краевые углы смачивания имеют водные растворы анионоактивных и неионогенных ПАВ. Поскольку единственным способом снижения угнетающего давления бурового раствора на забой скважины является уменьшение его плотности, то представляет практический интерес исследование воздействия ПАВ на краевой угол смачивания в среде малоглинистых систем бурового раствора.

Нами были проведены соответствующие эксперименты с буровыми растворами с содержанием дисперсной фазы в количестве 3,5 и 7% (масс.). Результаты исследований представлены на рис. 2.

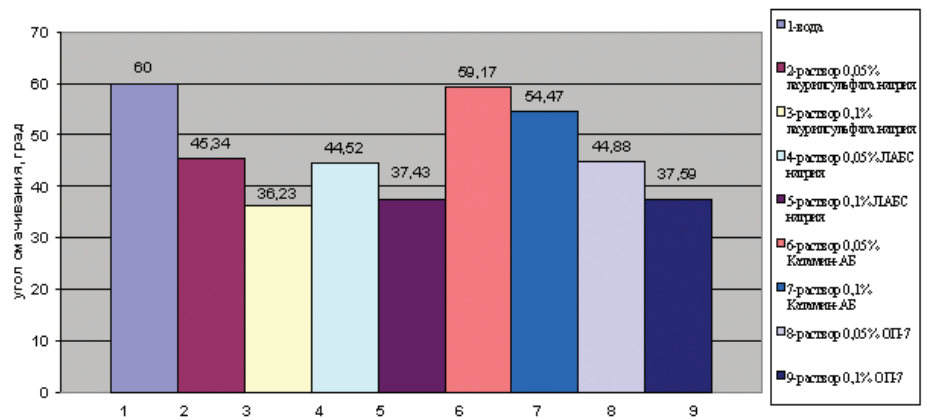


Рис. 1. Значение краевого угла смачивания на поверхности стекла для водных растворов ПАВ.

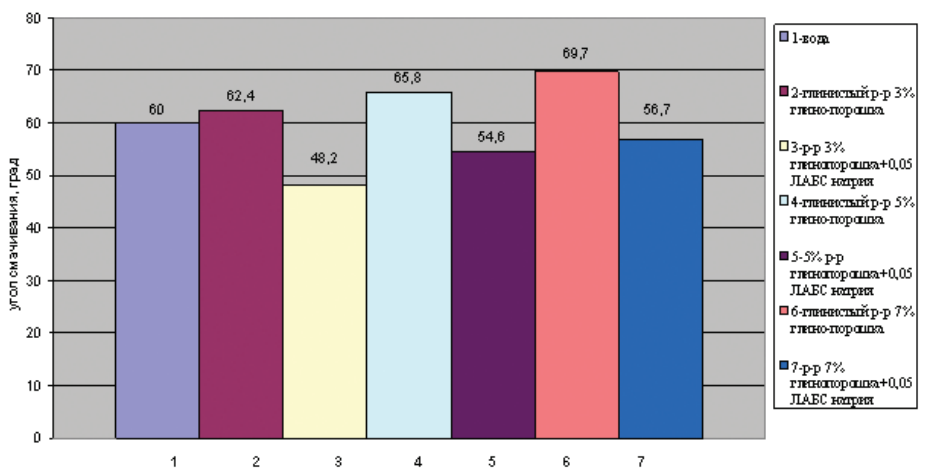


Рис. 2. Значение краевого угла смачивания на поверхности стекла для глинистых растворов с добавкой ПАВ.

Из рис. 2 следует, что с увеличением концентрации твердой фазы угол смачивания увеличивается, причем эта закономерность прослеживается для всех видов ПАВ.

На следующем этапе исследовалась твердость горных пород на установке УМГП-3. Глубина внедрения пуансона в образец породы (диабаз), определяются специальным измерительным индикатором, обеспечивающим точность отсчета до 0,001-0,002 мм.

Рассматриваемый метод, наряду с определением показателя агрегатной твердости, позволяет устанавливать показатели упругости и пластичности, а также удельные показатели контактной и объемной работы разрушения [1].

Диаграммы деформации получали при внедрении штампа площадью 0,95 мм² в образец в сухом состоянии и при непосредственном контакте с ПАВ (как и в предыдущих исследованиях ПАВ трех типов: анионоактивный, катионоактивный и неионогенный). Для каждого ПАВ снималось три диаграммы, и считались средние значения основных параметров (работа сил упругости, твердость породы, разрушающая нагрузка). На рис. 3 и 4 представлены диаграммы деформации образца горной породы при воздействии различных ПАВ.

Из них следует, что все три вида ПАВ снижают нагрузку, необходимую для разрушения образца, причем при концентрации ПАВ 0,05% это снижение составляет в среднем 25%, а с увеличением концентрации ПАВ до 0,1% снижение нагрузки превышает 60% для анионоактивных ПАВ.

Очевидно, что удельная работа хрупкого разрушения определяются площадью, ограниченной диаграммой деформации в пределах упругости. Результаты соответствующих расчетов удельной работы представлены на рис. 5. Из графиков видно, что при малых концентрациях (0,05%) все три вида ПАВ уменьшают работу разрушения горной породы примерно на 40%. С увеличением концентрации до 0,1% анионоактивные ПАВ снижают работу упругих сил почти в три раза, а увеличение концентрации неионогенных и катионоактивных ПАВ на этот показатель практически не влияют.

Аналогичная зависимость наблюдается при анализе влияния ПАВ на твердость горных пород (рис. 6).

Так при концентрациях ПАВ 0,05% снижение твердости составляет в среднем 25% для всех исследуемых ПАВ, а с увеличением концентрации до 0,1% понижение твердости наблюдается при воздействии на горную породу только анионоактивными ПАВ и этот показатель уменьшается более чем в 1,7 раза.

Таким образом, предварительные результаты проведенных исследований свидетельствуют о перспективности использования анионоактивных ПАВ в составе буровых растворов в качестве реагентов – понизителей твердости горных пород.

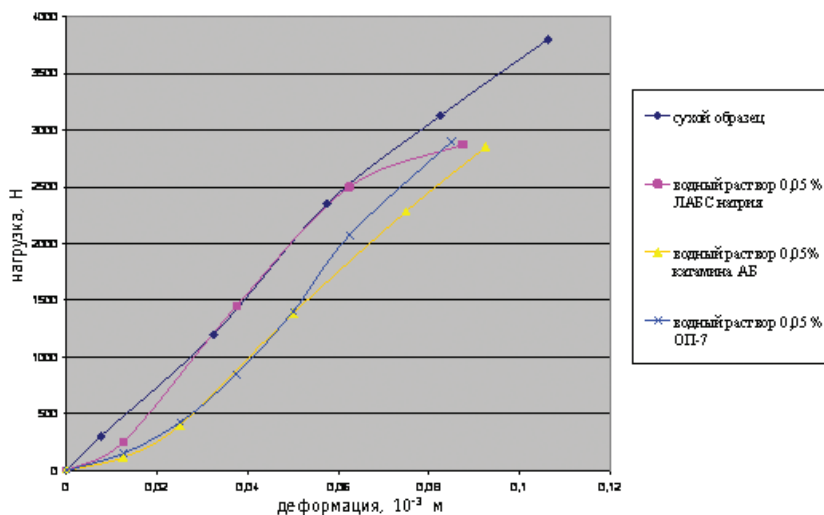


Рис.3 Диаграммы деформации образца горной породы в среде ПАВ с концентрацией 0,05%

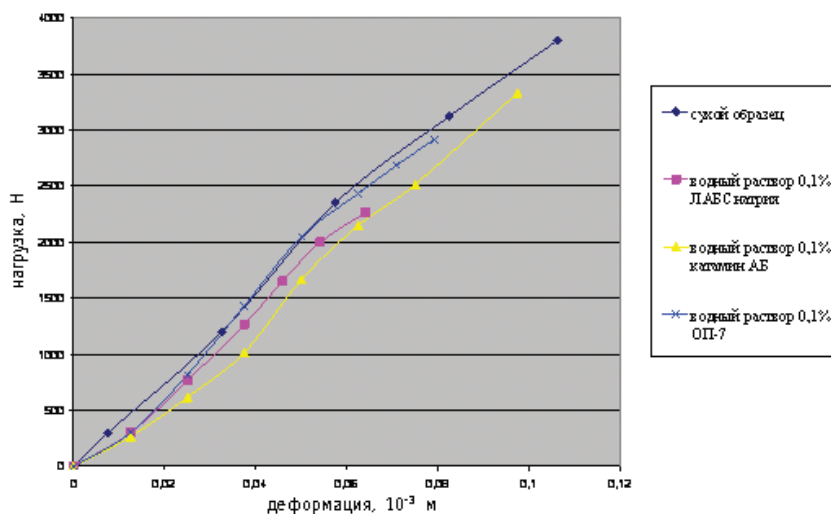


Рис.4 Диаграммы деформации образца горной породы в среде ПАВ с концентрацией 0,1%

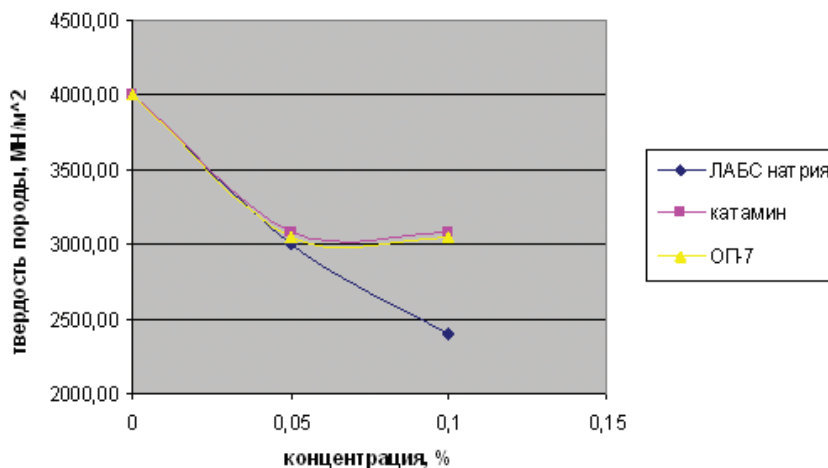


Рис. 5 Зависимость твердости породы от концентрации ПАВ

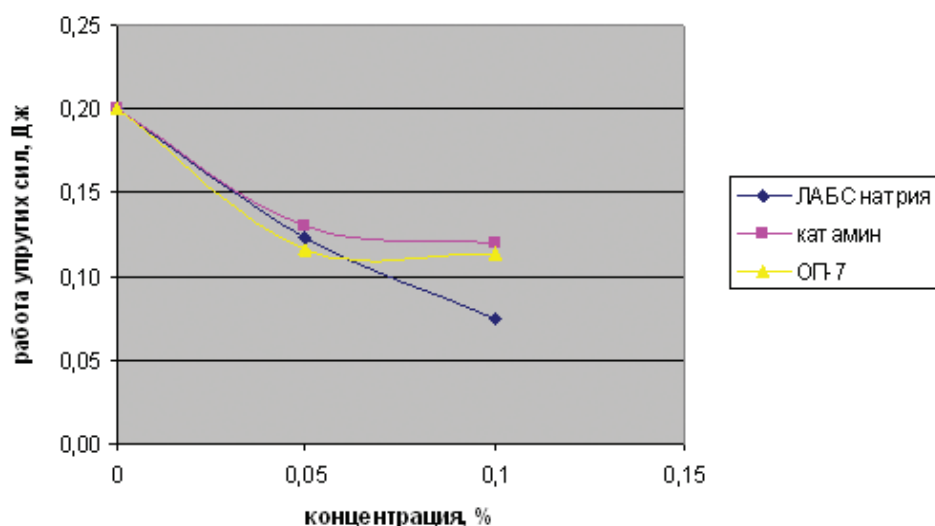


Рис. 6 Зависимость работы упругих сил от концентрации ПАВ

ЛИТЕРАТУРА

1. Воздвиженский Б.И., Сидоренко А.К., Скорняков А.Л. Современные способы бурения скважин. – М.: Недра, 1970. – 352 с.
2. Ребиндер П.А., Шрейнер Л.А., Жигач К.Ф. Понизители твердости в бурении (физико-химический метод облегчения механического разрушения твердых горных пород при бурении). М.: изд. АН СССР, 1944. – 199 с.
3. Шоболова Л.П. Методические указания по выбору поверхностно-активных веществ и исследованию их влияния на ослабление горных пород применительно к работе проходческих комбайнов. М.: ИГД им. А.А. Скочинского, 1983. – 11с.

УДК 536.2

Определение функций кривой плавления для описания фазовых переходов в парафинистых нефтях

А.И. Филиппов – доктор техн. наук, профессор, зам. директора;

Т.А. Ишмуратов – аспирант

(Стерлитамакская государственная педагогическая академия им. Зайнаб Бишиевой)

Исследование тепловых процессов в нефти (при добыче со скважины, сбора с поверхности воды и т.д.) играют немаловажную роль, поскольку фазовые переходы, происходящие в ней, лежат в довольно широком интервале температур. Это обуславливается наличием в составе нефти асфальтенов, битумов и, в основном, парафинов, которые «постепенно» превращаются с изменением температуры из твердого состояния в жидкое и наоборот. В связи с этим нефть можно рассмотреть как многокомпонентную систему с непрерывно распределенными источниками тепла.

Решение теплофизических задач для многокомпонентных систем с фазовыми переходами имеет большое значение, как при моделировании этих процессов, так и построении теории температурных полей. К сожалению, до настоящего времени не разработаны математические модели фазовых

переходов в многокомпонентных системах, таких как затвердевания сплава состоящего из различных компонентов, таяние высококонцентрированных растворов и т.д. [1, 2, 5].

Нефть, как правило, представляет собой коллоидный раствор различных углеводородов, состоящий примерно из 1000 компонентов, среди которых выделяются парафиновые фракции. Очищенный парафин представляет собой смесь предельных углеводородов от C_{16} до C_{35} , нерастворимую в воде и растворимую в эфире, бензоле и минеральных маслах. Известно, что в тепловых процессах парафинистые нефти и нефтепродукты нельзя рассматривать как простые системы типа «лед-вода», где плавление твердой фазы происходит при определенной температуре. Каждый сорт нефти содержит свой спектр предельных углеводородов, что и определяет различие процессов плавления.

Примеры распределения n -алканов в твердых нефтяных парафинах, выделенных из нефтей Удмуртии, приведены на рис. 1 [3]. Каждый из n -алканов имеет отличающуюся температуру плавления (рис. 2) [4]. Для описания фазовых переходов в таких средах вводится понятие функции кривой плавления, которая является индивидуальной для каждой нефти в отдельности, т.к. её вид и свойства зависят от содержания в ней алканов C_nH_{2n+2} (рис. 3).

Функцией кривой плавления $f(T) = \partial \rho_l(T) / \partial T$ принято называть производную по температуре от удельного содержания одной из фаз парафина ρ_l , она описывает фазовые превращения парафина в зависимости от температуры в некотором температурном интервале от начальной T_b до конечной T_c (рис. 3) [5]. В общем случае функция $f(T)$ выражается через выбранную аппроксимирующую $\Phi(T)$ в следующем виде:

$$f(T) = \frac{\rho_0 \Phi(T)}{\int_{T_b}^{T_c} \Phi(T') dT'} \quad (1)$$

где ρ_0 – количество расплавленного парафина в кубическом метре в интервале температур $T_b < T < T_c$.

Существует множество видов аппроксимирующих функций $\Phi(T)$, которые хорошо согласуются с практическими результатами (рис. 1). Остановимся на двух функциях: более простых и точных для выполнения дальнейших вычислений.

Для начала рассмотрим более простое решение. Представим функцию $\Phi(T)$ в виде параболы (рис. 3). С этой целью действительную кривую 1, характеризующую расплав парафина в зависимости от повышения температуры, заменим параболой (кривая 2). Общее содержание парафина равно площади, ограниченной кривой и осью абсцисс. Построим параболу таким образом, чтобы площадь, ограниченная ею и горизонтальной осью, была максимально близка к площади, ограниченной кривой 1 и осью абсцисс.

Уравнение параболы представится в виде:

$$\Phi(T) = AT^2 + BT + C \quad (2)$$

Используя условие $\Phi(T_b) = \Phi(T_c) = 0$ получим

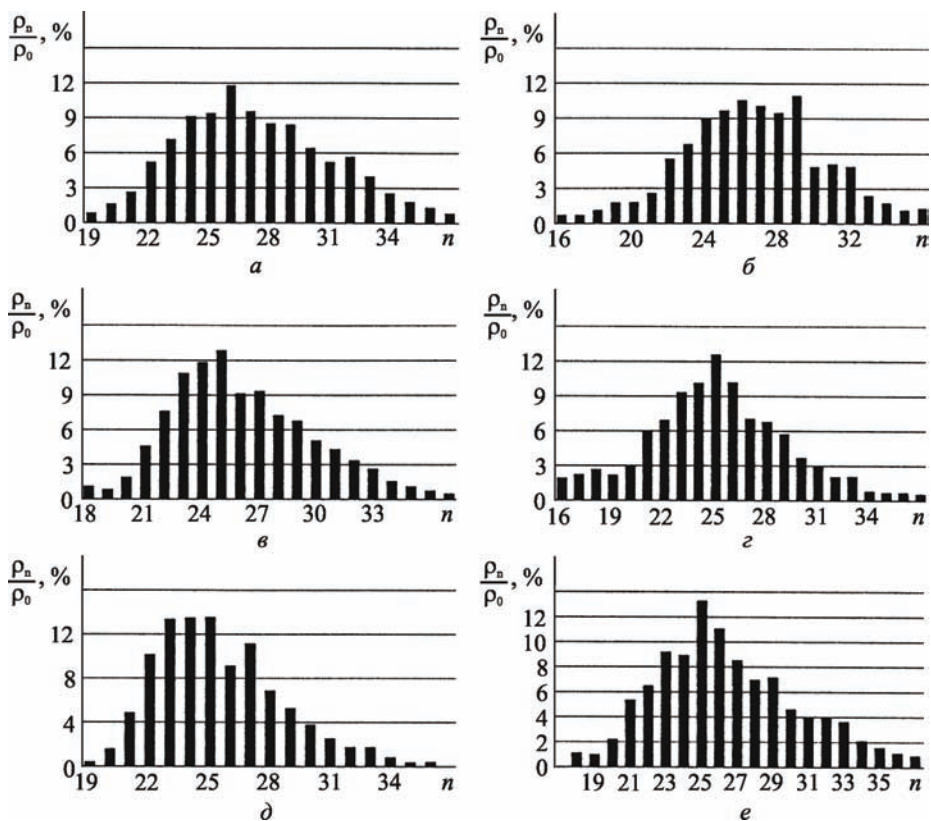


Рис. 1. Распределение n -алканов (C_nH_{2n+2}) в твердых нефтяных парафинах Удмуртии по скважинам: a – №3795, z – №294 Ельниковского месторождения, $б$ – №655 Киенгопской площади, $в$ – №1380 Мишкинского месторождения, $д$ – №54 a , e – №180 Архангельского месторождения [3].

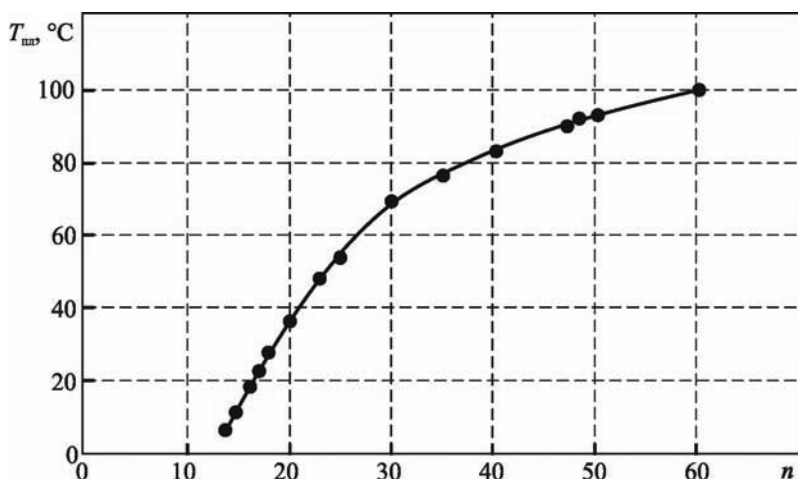


Рис. 2. Зависимость температуры плавления n -алканов от числа атомов углерода n .

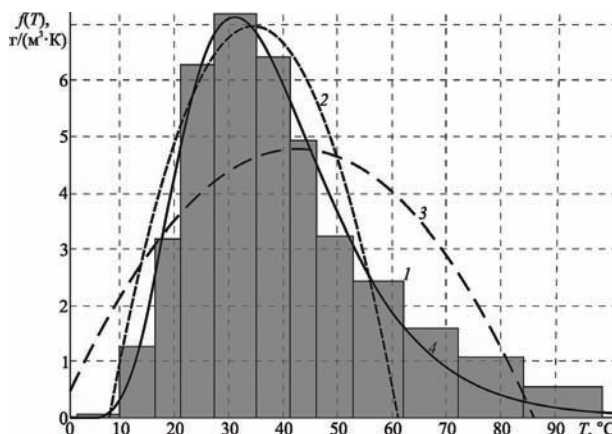


Рис. 3. Диаграмма зависимости количества кристаллизующегося парафина от температуры мангышлакской нефти: 1 – экспериментальная кривая, 2 – аппроксимация параболой (4) [5], 3 – аппроксимация параболой МНКВД, 4 – аппроксимация формулой (7).

$$\Phi(T) = \frac{B}{T_b + T_c} [T^2 + (T_b + T_c)T - T_b T_c] \quad (3)$$

Интегрируя выражение (3), и, подставляя в (1), находится функция кривой плавления аппроксимированная параболой (2) в виде

$$f(T) = \frac{6\rho_0}{(T_c - T_b)^3} (T - T_c)(T_b - T) \quad (4)$$

Среднеквадратичное отклонение от экспериментальных данных, взятых из [5], составляет $\delta = 2,00$.

Как видно из рис. 3, аппроксимация параболой дает не совсем точную функцию кривой плавления. Более точная аппроксимация может быть осуществлена, если аппроксимационную функцию представить в следующем виде:

$$\Phi(T) = (T - T_b)^n \exp[-B(T - T_b)^m] \quad (5)$$

Для нахождения постоянных B, m, n использованы следующие условия:

- функция $\Phi(T)$ достигает максимума при температуре $T = T_m$;
- функция $\Phi(T)$ имеет точки перегиба T_{p1} и T_{p2} .

Тогда постоянные B, m, n находятся из выражений

$$n = \frac{(m-1)(T_m - T_b)^m}{(T_{p1} - T_b)^n + (T_{p2} - T_b)^n - 2(T_m - T_b)^n}$$

$$B = \frac{m-1}{m} \frac{1}{(T_{p1} - T_b)^n + (T_{p2} - T_b)^n - 2(T_m - T_b)^n} \quad (6)$$

$$(T_{p1} - T_b)^n (T_{p2} - T_b)^n = (T_m - T_b)^n \frac{(T_m - T_b)^m (m+1) - [(T_{p1} - T_b)^n + (T_{p2} - T_b)^n]}{(T_{p1} - T_b)^n + (T_{p2} - T_b)^n - 2(T_m - T_b)^n}$$

Окончательно функция кривой плавления представится в следующем виде

$$f(T) = \frac{\rho_0}{\int_{T_b}^{T_c} (\tau - T_b)^n \exp[-B(\tau - T_b)^m] d\tau} (T - T_b)^n \exp[-B(T - T_b)^m] \quad (7)$$

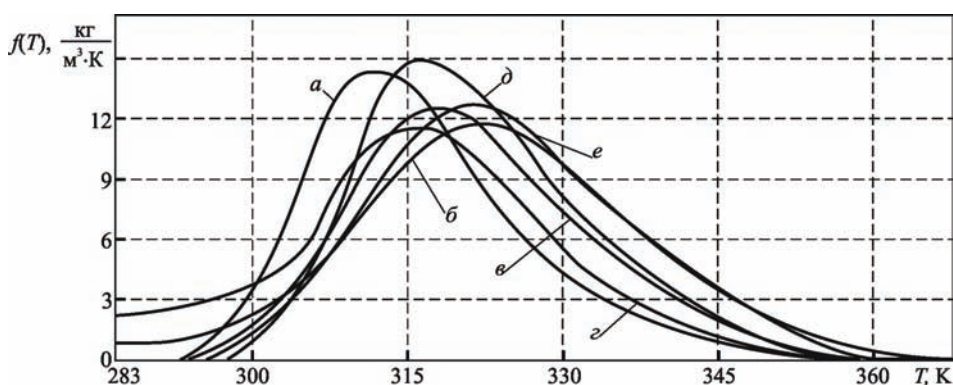


Рис. 4. Кривые плавления аппроксимированные функцией (7) по скважине: а – №3795, б – №655, в – №1380, г – №294, д – №54, е – №180 [3].

где B, n, m определяются из выражений (6). Для этой формулы среднеквадратичное отклонение составляет $\delta = 0,398$, что в пять раз меньше, чем при аппроксимации данных параболой.

Выбирая параметры $\rho_0, T_{p1}, T_{p2}, T_m$ можно получить аналитические кривые, хорошо согласующиеся с фактическими кривыми плавления (рис. 4), для любой парафинистой нефти и нефтепродукта.

Для описания процесса выделения тепла парафином в правую часть уравнения теплопроводности добавляются источники тепла. Эти источники "включаются" в том месте, где это обусловлено фазовыми переходами, а тепловая интенсивность источников определяется темпом нагрева. Распределение источников и их интенсивность зависят от конкретного развития теплового процесса. В свою очередь с изменением температуры изменяются параметры нефтебитума, такие как теплоемкость $c = c(T)$, плотность $\rho = \rho(T)$ и т.д. Процесс взаимного влияния обуславливает нелинейность соответствующего дифференциального уравнения.

Уравнение теплопроводности с непрерывно распределенными источниками тепла, зависящими от температуры, записывается в виде:

$$c(T)\rho(T)\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda(T)\frac{\partial T}{\partial x} \right) + q^*(T) \quad (8)$$

где $c(T)$ – удельная теплоемкость нефти (изохорная), $\rho(T)$ – плотность нефти, q^* – удельная мощность источников тепла, $\lambda(T)$ – теплопроводность нефти.

Рассмотрим тепловой процесс, связанный с поглощением тепла парафином. С увеличением температуры T , увеличивается содержание жидкой фазы вещества, а фазовые переходы, происходящие в ней, поглощают количества тепла $\Delta m_i L$, где L – скрытая теплота плавления компонента в веществе. Поскольку L для каждой компоненты имеет свое значение, то с изменением температуры плавится другой компонент с другим значением L . Получается, что скрытая теплота плавления L вещества также зависит от температуры T .

Выделим в объеме нагревающейся нефти элементарно малый объем с температурой T . За время δt его температура увеличилась на δT , а средняя скорость поглощения удельного тепла плавления:

$$q^* = \frac{\delta Q}{\delta t} = - \frac{\delta m_i L(T)}{\delta t} = - \frac{\delta m_i L(T) \delta T}{\delta T \delta t}$$

В правой части уравнения стоит знак минус, поскольку при повышении температуры тепло фазового превращения парафина поглощается, а при понижении – выделяется. При переходе к дифференциалам для произвольного объема получено следующее

уравнение:

$$q^* = -L(T) \frac{\partial \rho_i}{\partial T} \cdot \frac{\partial T}{\partial t} = -L(T) f(T) \frac{\partial T}{\partial t} \quad (9)$$

С учетом (9) уравнение (8) принимает вид

$$\frac{\partial T}{\partial t} [c(T)\rho(T) + L(T)f(T)] = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda(T) \frac{\partial T}{\partial x} \right) \quad (10)$$

Полученное дифференциальное уравнение (10) описывает температуру в высоковязкой или структурной парафинистой среде с изменяющимися коэффициентами. Его можно представить в виде обыкновенного дифференциального уравнению теплопроводности с постоянными коэффициентами среды:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a_{эфф} \Delta T$$

где $a = \frac{\lambda}{c\rho + Lf(T)} = \frac{a}{1 + Lf(T)/c\rho}$ [2].

Следовательно, введение источников тепла уменьшает коэффициент температуропроводности среды ($a_{эфф} \leq a$), замедляя темп теплового процесса в соответствии с функцией $f(T)$.

Скрытая теплота плавления для компонент парафина имеет «разбросанный» характер. На рис. 5 представлен график зависимости удельной теплоты плавления алканов от температуры фазового перехода. Как видно из рис. 5, построение аппроксимационной зависимости для такого случая будет иметь большую погрешность. Поэтому имеет смысл говорить лишь о среднем значении удельной теплоты плавления.

Пусть дана система с N компонентами, находящаяся в твердом состоянии. Если мы подведем тепло и начнем ее расплавлять, то сначала расплавится первый компонент, затем второй и т.д. Полное количество тепла, затраченное на расплав системы, равно сумме всех поглощенных компонентами тепла, которое пошла на разрушение их кристаллических

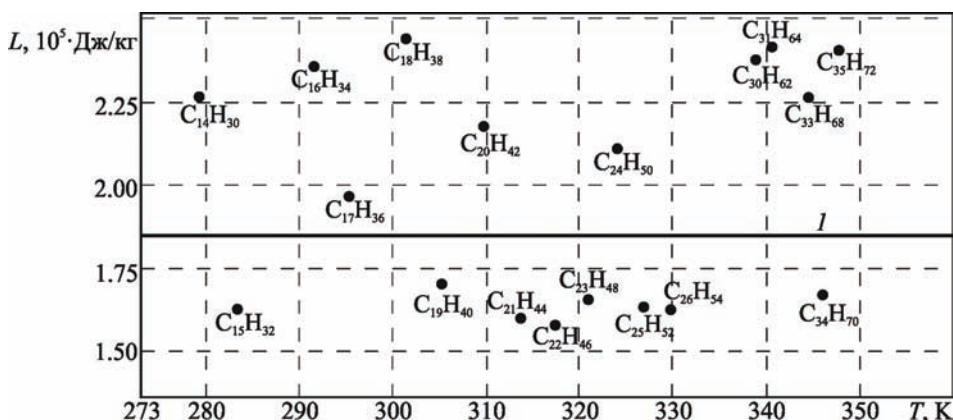


Рис. 5. Зависимость скрытой теплоты плавления от температуры фазового перехода для различных алканов (C_{2n}H_{2n+2}): I – среднее значение скрытой теплоты плавления ● – экспериментальные данные.

решеток, т.е. $Q = \sum_{i=1}^N \rho_i L_i$. С другой стороны, количество тепла, затраченное для плавления системы, равно $Q = \rho_0 L$, где ρ_0 – плотность системы, L – его удельная теплота плавления. Тогда среднее значение удельной теплоты плавления системы равно $L = \sum_{i=1}^N L_i \varepsilon_i$, где $\varepsilon_i = \rho_i / \rho_0$ – содержание i -го компонента в системе.

В предельном случае при достаточно большом числе компонент и аппроксимации экспериментальных данных удельной теплоты плавления, среднее значение можно представить в следующем виде

$$L = \frac{\int_{T_b}^{T_c} L(T) f(T) dT}{\int_{T_b}^{T_c} f(T) dT} \quad (11)$$

С учетом (11) уравнение (10) принимает вид

$$\frac{\partial T}{\partial t} [c(T)\rho(T) + Lf(T)] = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda(T) \frac{\partial T}{\partial x} \right) \quad (12)$$

Полученное дифференциальное уравнение (12) позволяет описать температурные поля в высоковязкой или структурной парафинистой среде с изменяющимися коэффициентами [6].

ЛИТЕРАТУРА

1. Авдонин Н.А. Математическое описание процессов кристаллизации. – Рига: Зинатне, 1980. – 180 с.
2. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1982. – 296 с.
3. Каменщиков Ф.А., Тепловая депарафинизация скважин. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. – 254 с.
4. Огородников С.К. Справочник Нефтехимика. Т. 2. – Л.: Химия, 1978. – 592 с.
5. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1984. – 224 с.
6. Филиппов А.И., Ишмура-тов Т.А. Влияние фазовых переходов на температурные поля в многокомпонентных системах // Вестник Воронежского государственного технического университета. – Воронеж: 2011, - т.7. - №4. - с. 70–75.

УДК 622.243.23+622.243.24

Вопросы повышения эффективности проводки скважин и боковых стволов по сложному профилю

А.С. Повалихин – доктор техн. наук; В.В. Коваленко – генеральный директор
(ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз»)
К.М. Солодкий – канд. техн. наук

Повышение надежности забойных телеметрических систем и снижение стоимости навигационного сервиса, увеличение ресурса работы винтового забойного двигателя, применение алмазных долот типа PDC сделало возможным в режиме комбинированного бурения реализацию значительного интервала скважины с различной геометрией или всей направленной скважины за одно долбление. При этом отмечается, что увеличение сложности профиля и переход на пространственные виды профиля, как наклонных, так и горизонтальных скважин сопровождается снижением технико-экономических показателей бурения и в целом строительства скважины.

С переходом на пространственные виды профиля наклонных и горизонтальных скважин технология направленного бурения существенно не изменилась и характеризуется следующими основными признаками: управление забойным двигателем-отклонителем осуществляется с помощью бурильной колонны, дискретность выполнения операций, поскольку после каждого наращивания бурильной колонны необходимо производить измерение положения забойного двигателя-отклонителя и восстанавливать его ориентацию. При этом эффективность управления забойным двигателем-отклонителем в пространственно искривленной скважине снижается, что приводит к бурению значительных интервалов при наличии отклоняющей силы на долоте, формированию извилистого ствола.

На рис. 1 представлены графики зависимости механической скорости бурения (1), режима вращения бурильной колонны (2) и кривизны (3) от длины наклонно направленного бокового ствола, пробуренного на месторождении Приразломное. Для бурения бокового ствола из эксплуатационной колонны диаметром 146 мм применялась типовая отклоняющая КНБК, включающая долото диаметром 126 мм, винтовой забойный двигатель-отклонитель диаметром 106 мм, телесистему с гидравлическим каналом связи.

Из графиков, приведенных на рис. 1, следует, что в интервале резкого изменения кривизны ствола скважины имеет место снижение механической скорости бурения. Также видно, что интервалы перехода с режима вращения бурильной колонны на её скольжение совпадают с интервалами снижения скорости бурения бокового ствола. Таким образом, скорость углубления скважины существенно зависит от технологии управления траекторией бурения с

помощью КНБК с забойным двигателем-отклонителем, а также от кривизны самого ствола скважины.

Для указанной КНБК отклоняющая сила на долоте в прямолинейном стволе номинального диаметра, что соответствует режиму бурения с вращением бурильной колонны, составляет 3,70 кН, а при корректировании траектории бурения в режиме скольжения отклоняющая сила на долоте увеличивается более чем в 2 раза. Наличие отклоняющей силы на долоте существенно снижает механическую скорость бурения, а также ресурс работы долота и забойного двигателя.

Минимизация общей длины профиля скважины или бокового ствола, а также интервалов бурения в режиме изменения зенитного угла и азимута при установленных ограничениях по кривизне траектории и зенитному углу

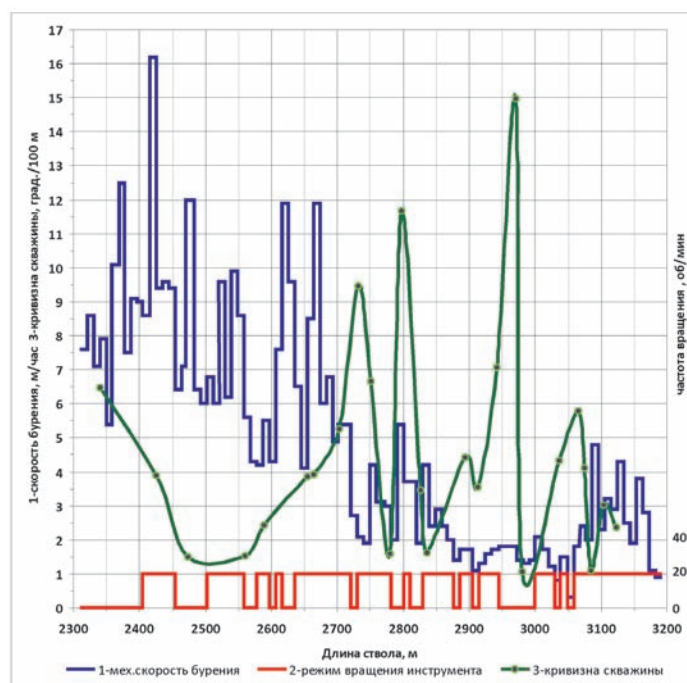


Рис. 1. Совмещенный график кривизны ствола скважины, механической скорости и режима бурения бокового ствола.

позволит существенно повысить технико-экономические показатели бурения.

Наиболее распространённым способом расчёта плоского и пространственного проектного профиля скважины является метод проекций [1, 2]:

$$\begin{aligned} \sum \Delta x_i &= A_x \\ \sum \Delta y_i &= A_y \\ \sum \Delta z_i &= H_z \end{aligned} \quad (1)$$

где A_x – проекция заданного смещения забоя скважины на проектной глубине на ось X ;

A_y – проекция заданного смещения забоя скважины на проектной глубине на ось Y ;

H_z – проектная вертикальная глубина скважины,

$\Delta x_i, \Delta y_i, \Delta z_i$ – проекции i -го участка профиля на координатные оси X, Y, Z соответственно.

При проектировании пространственного профиля, состоящего из дуг окружности и прямолинейных интервалов, для расчёта проекций каждого участка профиля на координатные оси применяется метод минимума кривизны [3]:

$$\begin{aligned} \Delta X &= T \cdot (\sin \alpha_1 \cdot \sin \varphi_1 + \sin \alpha_2 \cdot \sin \varphi_2) \\ \Delta Y &= T \cdot (\sin \alpha_1 \cdot \cos \varphi_1 + \sin \alpha_2 \cdot \cos \varphi_2) \\ \Delta Z &= T \cdot (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2) \end{aligned} \quad (2)$$

$$T = \frac{180 \cdot L_{1-2} \cdot \operatorname{tg} \frac{D}{2}}{\pi \cdot D}$$

$$D = \arccos(\sin \alpha_1 \cdot \sin \varphi_1 \cdot \sin \alpha_2 \cdot \sin \varphi_2 + \sin \alpha_1 \cdot \cos \varphi_1 \cdot \sin \alpha_2 \cdot \cos \varphi_2 + \cos \alpha_1 \cdot \cos \alpha_2)$$

L_{1-2} – длина дуги участка профиля определяется по формуле:

$$L_{1-2} = \frac{10 \cdot \Delta \gamma_{1-2}}{i}$$

где $\Delta \gamma_{1-2}$ – пространственный угол на участке, град.;

α_1, α_2 – зенитный угол в начале и в конце участка профиля соответственно, град.;

φ_1, φ_2 – азимут в начале и в конце участка профиля соответственно, град.;

i – интенсивность искривления на участке, град./10 м.

Из (2) следует, что только три параметра проектного профиля могут быть рассчитаны. При этом, чем больше участков профиля, тем сложнее определить с величиной параметров, которые необходимо задавать. В том случае, когда неизвестными параметрами являются зенитный угол или азимут, возникают сложности вычислительного характера из-за трансцендентности полученных на основе (2) уравнений.

Во многих случаях применение положений сферической геометрии позволит существенно упростить расчёты и получить при этом самую короткую траекторию бурения, реализующую запланированный тип профиля скважины или бокового ствола.

Ниже приведена методика расчёта пространственного S-образного профиля бокового ствола.

На начальном этапе рассчитывается двухинтервальный профиль от точки забурирования бокового ствола до проектной точки вскрытия пласта, состоящий из участка увеличения зенитного угла и изменения азимута и тангенциального

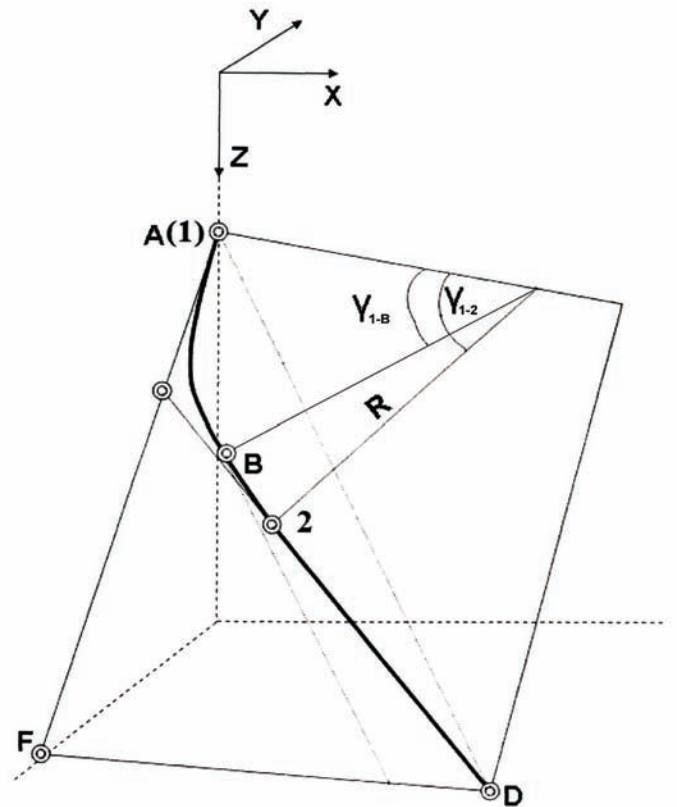


Рис. 2. Расчётная схема двухинтервального профиля бокового ствола.

интервала (рис. 2).

Расчёт основных параметров данного вида профиля скважины осуществляется в соответствии с известным решением [4] в следующей последовательности

1. Определение направляющего зенитного угла α_A и азимута φ_A на точку **D** вскрытия продуктивного пласта (рис. 2).

$$\alpha_A = \operatorname{arctg} \sqrt{\frac{(X_D - X_1)^2 + (Y_D - Y_1)^2}{(Z_D - Z_1)^2}} \quad (3)$$

$$\varphi_A = \varphi_1 + \operatorname{arctg} \frac{-(X_D - X_1) \cdot \sin \varphi_1 + (Y_D - Y_1) \cdot \cos \varphi_1}{(X_D - X_1) \cdot \cos \varphi_1 + (Y_D - Y_1) \cdot \sin \varphi_1} \quad (4)$$

где X_D, Y_D, Z_D – координаты точки **D** вскрытия пласта на проектной глубине;

X_1, Y_1, Z_1 – координаты точки забурирования;

α_1, φ_1 – зенитный угол и азимут ствола скважины в точке забурирования.

2. Определение расстояния L_{1-D} от точки **A(1)** начала профиля до точки **D** вскрытия продуктивного пласта.

$$L_{1-D} = \sqrt{(X_D - X_1)^2 + (Y_D - Y_1)^2 + (Z_D - Z_1)^2} \quad (5)$$

3. Определение угла β_1 ориентации плоскости коррективования в точке **A(1)**.

$$\beta_1 = \operatorname{arctg} \frac{\sin \alpha_A \cdot \sin(\varphi_A - \varphi_1)}{\sin \alpha_A \cdot \cos \alpha_1 \cdot \cos(\varphi_A - \varphi_1) - \sin \alpha_1 \cdot \cos \alpha_A} \quad (6)$$

4. Расчет угла γ_{1-B} пространственного искривления дуги l_{1-B}

$$\gamma_{1-B} = \arcsin \sqrt{[\sin \alpha_A \cdot \cos \alpha_1 \cdot \cos(\varphi_A - \varphi_1) - \sin \alpha_1 \cdot \cos \alpha_A]^2 + \sin^2 \alpha_A \cdot \sin^2(\varphi_A - \varphi_1)} \quad (7)$$

5. Расчет угла γ_{1-2} пространственного искривления дуги l_{1-2} корректирования с целью выведения ствола скважины в точку **D** с заданными координатами (X_D, Y_D, Z_D) на кровле пласта по профилю, включающему дугу l_{1-2} и тангенциальный интервал.

$$\Delta \gamma_{1-2} = 2 \cdot \arctg \frac{\cos \gamma_{1-B} - \sqrt{1 - \frac{2 \cdot R}{L} \sin \gamma_{1-B}}}{\frac{2 \cdot R}{L} - \sin \gamma_{1-B}} \quad (8)$$

6. Параметры (α_2, φ_2) точки (2) начала тангенциального интервала определяются по формулам.

$$\alpha_2 = \arcsin \sqrt{\sin^2 \alpha_1 \sin^2 \beta_1 + (\sin \alpha_1 \cdot \cos \gamma_{1-2} \cdot \cos \beta_1 + \sin \gamma_{1-2} \cdot \cos \alpha_1)^2} \quad (9)$$

$$\varphi_2 = \varphi_1 + \arctg \frac{\sin \gamma_{1-2} \cdot \sin \beta_1}{\sin \gamma_{1-2} \cdot \cos \alpha_1 \cdot \cos \beta_1 + \sin \alpha_1 \cos \gamma_{1-2}} \quad (10)$$

Полученные величины позволяют с помощью известных формул [3] определить координаты точки **2**.

После определения параметров двухинтервального пространственного профиля производится расчёт S-образного профиля скважины от т.2 до проектной глубины (рис. 3). Часть профиля от т.2 до т.D расположена в вертикальной плоскости в азимуте тангенциального интервала. Такой профиль состоит из интервала (2-3) увеличения зенитного угла, тангенциального интервала (3-4) и интервала (4-D) уменьшения зенитного угла. Принимается, что радиусы кривизны искривленных интервалов профиля равны.

7. Определение расстояния **A** по горизонтали, а также вертикальной проекции **H** профиля от точки **2** окончания интервала увеличения зенитного угла и изменения азимута до точки **D** вскрытия продуктивного пласта.

$$A = \sqrt{(X_D - X_2)^2 + (Y_D - Y_2)^2} \quad (11)$$

$$H = Z_D - Z_2 \quad (12)$$

где X_2, Y_2, Z_2 – координаты точки **2**.

8. Определение зенитного угла (α) тангенциального интервала:

$$\cos \alpha = \frac{-2 \cdot R \cdot N + G \sqrt{N^2 - 4 \cdot R^2 + G^2}}{N^2 + G^2} \quad (13)$$

9. Длина тангенциального интервала:

$$L = \frac{H - 2 \cdot R \cdot \sin \alpha + R \cdot (\sin \alpha_K + \sin \alpha_2)}{\cos \alpha} \quad (14)$$

где $B = \cos \alpha_2 + \cos \alpha_K$

$D = \sin \alpha_K + \sin \alpha_2$

$N = A - B \cdot R$

$G = H + D \cdot R$

где α_2, α_K – зенитный угол в т.2 и на проектной глубине в т.D соответственно.

Полученные формулы (3-14) позволяют рассчитать параметры S-образного профиля, включающего (сверху вниз) интервал увеличения зенитного угла и корректирование азимута, интервал увеличения зенитного угла, тангенциальный интервал, интервал уменьшения зенитного угла. Подобный подход может быть использован для расчёта J-образного и горизонтального профиля бокового ствола.

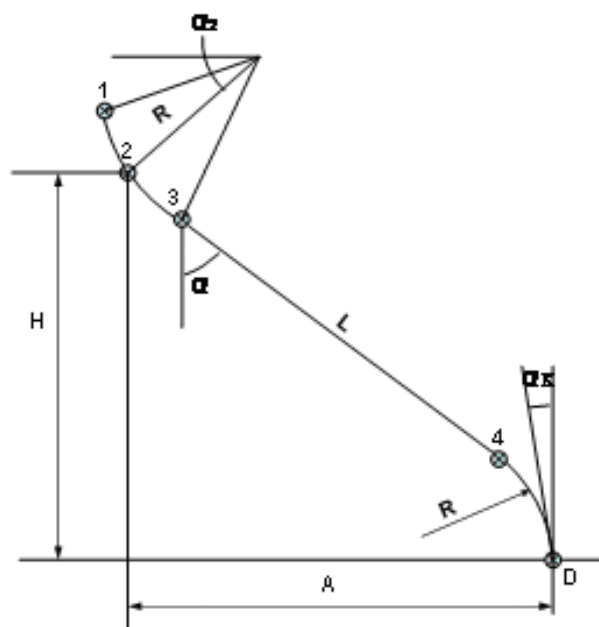


Рис. 3. Схема S-образного профиля

1-2 – интервал выведения ствола по азимуту и увеличение зенитного угла на т. D;

2-3 – интервал увеличения зенитного;

3-4 – тангенциальный интервал;

4-D – интервал уменьшения зенитного угла

ЛИТЕРАТУРА

1. «Инструкция по бурению наклонно направленных скважин». РД-39-2-810-83. - М.: ВНИИБТ, - 1983 г. – 152 с.
2. Поваляхин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. «Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин». – М.: «ЦентрЛитНефтеГаз», 2011. – 645 с.

3. Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. – М.: «Недра», 1987. – 215 с.

4. Семак Г.Г. «Исследование формы ствола и пространственного профиля скважины и разработка рекомендаций по их улучшению», диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, ВНИИБТ, М., 1977 г.

Учёный, педагог, изобретатель

Взгляды А.Г. Калинина на научные и производственные проблемы горной отрасли формировались в Московском геологоразведочном институте им. Серго Орджоникидзе, где в 50-е годы преподавали выдающиеся ученые, имена которых связаны со становлением технологии бурения. В стенах института царил атмосфера творчества и профессионализма, студенты с первого курса привлекались к научно-исследовательской работе, действовали студенческие научные секции, проводились ежегодные студенческие научные конференции. Лекции крупного ученого по промысловым растворам академик П.А. Ребиндера способствовали становлению исследователя. По собранным на преддипломной практике материалам А.Г. Калинин выступал на студенческой конференции с докладом о работе вибрационной машины для извлечения буровых труб из скважин. Первая научная работа была удостоена премии.

В 1954 году А.Г. Калинин работал старшим буровым мастером Абазинской геологоразведочной партии Западно-Сибирского геологического треста, где бурение велось дробовым способом и под большим наклоном. В 1955 году инженер по бурению Тейской геологоразведочной партии руководил буровыми работами на трёх буровых. В 1956 году – начальник производственно-технического отдела Западно-Сибирского геологоразведочного треста, где собрал большой материал по естественному искривлению скважин и технологии направленного бурения на Тейском, Таштагольском, Шерегешевском железорудных месторождениях Горной Шории, Кузнецкого Алатау и Хакасии. В 1956 году поступает в аспирантуру МГРИ, а в 1959 г. под руководством профессора Б.И. Воздвиженского защищает кандидатскую диссертацию «Закономерности искривления разведочных скважин на месторождениях Горной Шории и методы борьбы с искривлениями», в которой даны рекомендации по технологии бурения направленных скважин предложено техническое оснащение для железорудных месторождений Горной Шории, Хакасии и других районов Южной Сибири.

Работал старшим инженером научно-исследовательского отдела центрального конструкторского бюро Министерства геологии и охраны недр, старшим научным сотрудником Всесоюзного научно-исследовательского института буровой техники, где и нашел свое истинное призвание. В 1967 г. был назначен руководителем лаборатории наклонно направленного бурения и борьбы с кривизной отдела технологии буровых работ, которой руководил в 1972-1982 гг.

С открытием крупных нефтяных и газовых месторождений в сложных для обустройства промыслов районах Западной Сибири появилась необходимость в кустовом способе бурения скважин, разработанного специалистами ВНИИБТ. Считалось, что бурение наклонно направленных скважин в горно-геологических условиях нефтегазовых месторождений Западной Сибири сопряжено с большими техническими проблемами или вообще невозможно. В 1965 году при бурении скважины № 501 Усть-Балыкского месторождения проводились опытные работы по применению разработанного комплекса технических средств специалистами лаборатории под руководством А.Г. Калинина, в 1966 году – скважины № 531. Важнейшим практическим итогом работ явилось подтверждение работоспособности этого комплекса для проводки наклонных скважин с большим (для того времени) смещением забоя от вертикали на нефтяных месторождениях

Западной Сибири. Результаты бурения этих скважин послужили основанием для широкомасштабного применения технологии кустового бурения скважин.

В 1967 г. предложена методика исследования закономерности искривления скважин, позволившая впервые прогнозировать характер искривления проектируемых скважин. В методике расчета оптимальной длины жестких компоновок низа бурильных колонн основным критерием, определяющим эффективность работы компоновки, является минимум величины общего угла поворота её нижнего конца и угла перегиба. Разработан размерный ряд компоновок низа бурильных колонн, послуживший основой создания гаммы серийных компоновок для роторного и турбинного способов бурения. Предложенная А.Г. Калининым в соавторстве с Ю.С. Васильевым и А.С. Бронзовым методика определения суммарного действия сил трения и углов искривления, возникающих в скважине, позволила прогнозировать возможность проведения её по заданному профилю. Разработанные научные положения оптимального управления траекторией ствола наклонной (и горизонтальной) скважины в процессе бурения были рекомендованы Министерством нефтяной и газовой промышленности в качестве основы при разработке автоматизированной системы управления процессом бурения наклонных и вертикальных скважин. Теоретические исследования и проведенные работы на специально созданных стендах позволили создать ряд отклоняющих и стабилизирующих устройств. Во Всесоюзном научно-исследовательском институте буровой техники А.Г. Калининым основана научная школа направленного бурения, создана теория компоновок низа бурильной колонны, разработаны научные основы проектирования профиля наклонно направленных и горизонтальных скважин и управления их проводкой.

В 1972 г. под научно-методическим руководством А.Г. Калинина пробурена скважина №1 Одопту-море с рекордным смещением в 2,5 км, положившая начало освоению месторождений нефти Сахалина.

Калинин А.Г. является одним из ведущих учёных России по методике и технике разведки месторождений полезных ископаемых, технологии бурения глубоких скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые методом направленного бурения наклонных, горизонтальных, разветвленно-горизонтальных скважин, а также восстановления аварийного фонда эксплуатационных нефтяных, газовых и водяных скважин методом забуривания новых стволов.

Основным научным направлением Калинина А.Г. является разработка теоретических положений естественного и искусственного искривления стволов скважин с целью выдачи рекомендаций по предупреждению искривления вертикальных (особенно глубоких и сверхглубоких) скважин, разработка научных положений бурения наклонных, горизонтальных, в т.ч. разветвленно-горизонтальных скважин для разведки, эксплуатации, подземного выщелачивания и инженерно-геологических целей.

Значительные исследования А.Г. Калинина проведены при теоретическом обосновании проблемы бурения горизонтальных и разветвления горизонтальных скважин с целью увеличения нефтегазоотдачи продуктивных пластов и восстановления аварийного фонда глубоких скважин, а также

для геотехнологических и экологических целей. Совместно с коллегами разработаны и предложены технология проводки наклонно направленных скважин и методика «зарезки» боковых стволов, а также технические средства для бурения горизонтальных скважин. Характерной особенностью научных разработок является использование математических методов планирования экспериментов и решения задач с позиции системного подхода. За 53 авторских свидетельства и 2 патента присвоено звание «Изобретатель СССР».

Основные взгляды А.Г. Калинина на вопросы естественного и искусственного искривления скважин изложены в инструкциях по бурению наклонно-направленных скважин» (1966, 1983), по забуриванию новых стволов (1971), по предупреждению искривления вертикальных скважин (1975, 1986), в справочниках, впервые выпущенных в нашей стране: «Бурение наклонных скважин» (1990), «Бурение наклонных и горизонтальных скважин».

В 1974 г. А.Г. Калинин защитил докторскую диссертацию: «Теоретические исследования и разработка технических средств управления траекторией стволов наклонных и вертикальных скважин». Научный багаж насчитывает свыше 270 научных работ, в том числе 20 монографий, справочников и учебников, из них наиболее известны в России и за рубежом: Искривление буровых скважин (1963), Техника и технология направленного бурения (1967), Искривление скважин (1974), Расчет компоновок нижней части бурильной колонны (1977), Бурение наклонных скважин (1990), Профили наклонных скважин и компоновки низа бурильных колонн (1995), Бурение наклонных и горизонтальных скважин (1997), Основы бурения нефтяных и газовых скважин» (1996), Технология бурения скважин на нефть и газ (1998). Последняя книга (учебник) получила первую премию на конкурсе лучшего учебника 1998 года в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, а справочник «Бурение наклонных скважин» был отмечен как лучший справочник 1990 года издательством «Недра» и удостоен первой премии. Учебник «Естественное и искусственное искривление скважин», написанный в соавторстве с В.В. Кульчицким, признан лучшим учебником 2006 года в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

В становлении А.Г. Калинина, как ученого, большой вклад внесли его товарищи-соратники: Ю.С. Васильев, А.С. Бронзов, М.И. Ворожбитов, К.М. Солодкий, А.З. Левицкий, В.И. Крылов, А.Ф. Федоров, Б.З. Султанов, Л.Я. Сушон, С.С. Сулакшин, Ю.Т. Морозов, В.П. Зиненко и др. Наиболее тесные творческие контакты А.Г. Калинина сложились с Н.К. Байбаковым, А.А. Асан-Нури, Н.С. Тимофеевым, Р.А. Иоаннесяном, М.Т. Гусманом, В.И. Муравленко, М.Н. Сафиуллиным, М.О. Кристом, Б.И. Воздвиженским, Д.Н. Башкатовым, А.Н. Кирсановым, Н.В. Соловьёвым, Р.А. Ганджумяном, Б.А. Никитиным, А.Т. Киселевым, Л.А. Лачиняном, С.И. Голиковым, А.В. Панковым, В.И. Власюком, Г.П. Новиковым, Н.А. Григоряном и многими другими. Под руководством А.Г. Калинина в течение 30 лет подготовлено 30 кандидатов и 5 докторов наук: Г.В. Подколзин, М.Ш. Насыров, К.М. Солодкий, О.К. Рогачев, Г.Г. Семак, С.В. Соломенников, А.Г. Иванов, Ж. Цэвээнжав, А.Н. Пешков, В.В. Безумов, С.Н. Бастриков, А.Д. Жестовский, А.П. Назаров, И.П. Ганин, А.И. Радин, Б.А. Никитин, Хиеу Хыу Бо, Нгуен Суан Хоа, В.И. Гладков, В.В. Куликов, В.В. Сутягин, Н. Миждийн, Ли Линь, П.А. Маковский, В.В. Кульчицкий, Л.Н. Литвинов, А.С. Повалихин, Д.М. Семенюк и др.

А.Г. Калинин приглашался для консультаций и чтения лекций и докладов в Германию, Венгрию, Болгарию, Польшу, Чехословакию, Монголию, Вьетнам, Венесуэлу, Ирак и Китай. Участник международных конференций, симпозиумов и др. В течение 16 лет, начиная с 1975 года, являлся экспертом

ВАК в экспертном совете «Нефть и газ», с 1959 по 1962 гг. и с 1966 по 1981 гг. был председателем Совета по направленному бурению Мингеологии и Миннефтегаза. Около 20 лет, начиная с 1968 года, член редакционного совета издательства «Недра». С 1968 г. по 1975 г. был членом группы по глубокому бурению СЭВа.

В 1982 г. министром геологии СССР Е.А. Козловским и руководством Московского государственного геолого-разведочного университета А.Г. Калинин был приглашен заведовать кафедрой разведочного бурения, которой руководил 15 лет. Большой вклад в развитие высшего образования внес А.Г. Калинин, работая в МГГРУ и читая профилирующие курсы. Организован новый учебный курс «Бурение скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые». Впервые выпущены учебники: Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые (1988), Методические указания по курсовому проектированию (1984), практикум по курсу «Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые» (1985), переизданный в 1994 г. Совместно с профессором Тан Фун Линем подготовлен и выпущен учебник «Бурение разведочных скважин» в России и Китае. В 2000 г. издан учебник «Разведочное бурение» и справочное пособие «Инженерные расчеты в глубоком бурении», удостоенные первой премии на конкурсе учебников и учебных пособий 2000 года в МГГРУ. В 2001 году издано справочное пособие «Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые». А.Г. Калинин является высококвалифицированным педагогом и воспитателем молодежи, руководит научной работой студентов, докладывающих результаты своей деятельности на ежегодных студенческих конференциях университета. Он инициатор обучения студентов по рейтинговой системе. Свыше 20 лет возглавляет учебно-методическую комиссию по специальности «Технология и техника разведки полезных ископаемых». Большую помощь А.Г. Калинин оказывает периферийным ВУЗам, возглавляя учебно-методический совет по специальности 080700 Учебно-методического объединения по геологическим специальностям России. Семь лет председатель ГЭК в МИНХ и ГП, и 20 лет зам. председателя ГЭК в МГГРУ.

Член диссертационных советов МГГРУ и НПО «Буровая техника» по присуждению ученых степеней. С 1975 по 1984 гг. – зам. председателя ученого Совета у академика РАН Агошкова М.И. Является членом редколлегии отраслевых журналов: Известия вузов «Геология и разведка», «Инженер-нефтяник»; председатель комиссии по направленному бурению Российской академии естественных наук (РАЕН) и с 1996 г. директор научного центра по проблемам бурения наклонных и горизонтальных скважин при РАЕН. Награжден орденом «Знак почета» и медалями. С 1967 г. по 1979 г. неоднократно отмечался наградами ВДНХ. В 1996 г. награжден почетным знаком РАЕН «За заслуги в развитии науки и экономики», в 1998 г. – медалью за заслуги в нефтяной и газовой промышленности Вьетнама. С 1998 г. – почетный нефтяник России. В 2000 г. награжден памятным знаком Минприроды РФ «300 лет горно-геологической службы России». Решением Президиума РАЕН в 2006 г. награжден орденом им. В.Н. Татищева «За вклад в развитие общества», почетный член Российского геологического общества (2006). Почетный иностранный член ассоциации буровиков Монголии (2006).

Подготовили: А.С. Повалихин, В.В. Кульчицкий.



12 ноября исполняется 80 лет Анатолию Георгиевичу Калинину, крупному учёному, педагогу, доктору технических наук, профессору, Академику естественных наук РФ, Заслуженному деятелю науки и техники РФ.

В 1954 году А.Г. Калинин окончил Московский геологоразведочный институт им. Серго Орджоникидзе (МГРИ) и был направлен на работу в качестве старшего бурового мастера в Абазинскую геологоразведочную партию в Хакасии (Западно-Сибирский геологический трест). В 1955 году в качестве начальника Тейской геологоразведочной экспедиции руководил буровыми работами, а затем был назначен начальником производственно-технического отдела Западно-Сибирского геологоразведочного треста. После окончания аспирантуры в 1960 г. А.Г. Калинин поступил во Всесоюзный научно-исследовательский институт буровой техники (ВНИИБТ), где основал лабораторию наклонно направленного бурения, которой и руководил до 1982 г.

С 1982 г. и по 1997 г. А.Г. Калинин заведовал кафедрой разведочного бурения МГГРУ, профессором которой он является в настоящее время.

Анатолий Георгиевич Калинин один из тех талантливых горных инженеров и учёных, кем вправе может гордиться отечественная наука. Способность к научной деятельности проявились у А.Г. Калинина ещё во время учёбы в геологоразведочном институте, где он регулярно выступал с научными докладами. В 1959 г. под руководством проф. Б.И. Воздвиженского он защищает кандидатскую диссертацию по теме: «Закономерности искривления разведочных скважин на месторождениях Горной Шории и

методы борьбы с искривлениями».

В период работы в научно-исследовательском институте ВНИИБТ А.Г. Калинин основывает научную школу направленного бурения, создаёт теорию компоновок низа бурильной колонны, основы проектирования профиля наклонно направленных и горизонтальных скважин, контроля и управления их проводкой.

Под руководством А.Г. Калинина разработан и широко внедрён при разработке нефтегазовых месторождений в Западной Сибири кустовой способ строительства скважин, который позволил ввести эксплуатацию месторождения с минимальными затратами и в кратчайшие сроки.

В 1972 г. на Сахалине под руководством А.Г. Калинина под Охотское море пробурена скважина №1-Одопту-море с рекордным смещением забоя, что положило начало освоению морских Сахалинских месторождений нефти с помощью наклонно направленных скважин. Под его научно-методическим руководством успешно проведены работы, связанные с бурением наклонных скважин в Венесуэле, Ираке, Польше, Венгрии, Болгарии.

Калинин А.Г. является одним из ведущих учёных России в области проблем методики и техники разведки месторождений полезных ископаемых, технологии бурения глубоких скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые методами направленного бурения (наклонных, горизонтальных, разветвленно-горизонтальных скважин), а также восстановления бездействующего и малодобитного фонда эксплуатационных нефтяных, газовых и водяных скважин методами забуривания новых стволов. Основные взгляды на вопросы естественного и искусственного искривления скважин представлены в его докторской диссертации: «Теоретические исследования и разработка технических средств управления траекторией стволов наклонных и вертикальных скважин». А.Г. Калинин автор свыше 270 научных работ, в том числе 20 монографий, справочников и учебников, из них наиболее известные в России и за рубежом: «Искривление буровых скважин» (1963), «Техника и технология направленного бурения» (1967), «Искривление скважин» (1974), «Расчет компоновок нижней части бурильной колонны» (1977), «Бурение наклонных скважин» (1990), «Профили наклонных скважин и компоновки низа бурильных колонн» (1995), «Бурение наклонных и горизонтальных скважин»

(1997), «Основы бурения нефтяных и газовых скважин» (1996), «Технология бурения скважин на нефть и газ» (1998), «Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин» (2011). В 1988 г. А.Г. Калининым впервые выпущен учебник «Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые», а также практикум по курсу «Технология бурения разведочных скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые» (1985 г.), который в 1994 г. был переиздан. Совместно с профессором Тан Фун Лином подготовлен и выпущен учебник «Бурение разведочных скважин» в России и Китае. Под его руководством подготовлено 30 кандидатов и 5 докторов наук.

Калинин А.Г. награжден орденом «Знак почета», медалями, неоднократно отмечался наградами ВДНХ. В 1996 г. отмечен почетным знаком РАЕН «За заслуги в развитии науки и экономики», а в 1998 г. - медалью за заслуги в нефтяной и газовой промышленности Вьетнама. Решением Президиума РАЕН в 1999 г. А.Г. Калинин награжден памятным знаком им. В.Н. Татищева «За пользу Отечеству», медалью акад. А.С. Капицы «Автору научного открытия» РАЕН. В 2000 г. награжден памятным знаком Минприроды РФ «300 лет горно-геологической службы России».

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

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

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

УДК 622.276

ПРОБЛЕМЫ ВНЕШНЕЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ КАК ФАКТОР РАСШИРЕНИЯ ТЕНЕВОГО СЕКТОРА (С. 5)**Валентин Васильевич Бобырев**Государственная Дума РФ
103265, Москва, ул. Охотный ряд, 1
Тел.: (495) 692-62-66

Выявлены недостатки и противоречия в механизме производственно-хозяйственной и экономической деятельности нефтегазового промышленного комплекса, которые ограничивают потенциал развития отрасли и способствуют расширению теневого сектора экономики. Для повышения эффективности экспорта нефти и нефтепродуктов, увеличения доходов государственного бюджета предлагается ряд мер, разработанных на основе принципов обеспечения комплексного, скоординированного и последовательного государственного регулирования, и отвечающих условиям экономической целесообразности.

Ключевые слова: нефтегазовая промышленность; налоговое регулирование; экспорт нефти и нефтепродуктов; экспорт газа; вывозные (экспортные) таможенные пошлины; теневой экспорт; нетарифное регулирование.

УДК 532.546

МОДЕЛЬ ДВИЖЕНИЯ НЬЮТОНОВСКОЙ НЕФТИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ ПОСТОЯННОЙ МОЩНОСТИ (С. 8)**Александр Геннадьевич Сорокин**ГОУ ВПО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (РГГРУ)
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: dekanat.gff@gmail.com

Приведена классификация типов ламинарных скоростей установившегося движения ньютоновских жидкостей в пористой среде. Показано сходство фильтрационного течения с течением Гагена-Пуазейля.

Ключевые слова: ламинарное движение; ньютоновская жидкость; скорость фильтрации; пласт; коэффициент извлечения нефти; керн; гидродинамические исследования скважин.

УДК 622.276

ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ**МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ (С. 12)****Артём Александрович Ерофеев
Инна Николаевна Пономарёва
Михаил Сергеевич Турбаков**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
614990, Пермский край, г. Пермь, Проспект Комсомольский, дом 29
E-mail: erofeev.a@bk.ru

Рассмотрены результаты обработки различными методами кривых восстановления давления скважин при разработке залежи нефти в карбонатных коллекторах Рассветного месторождения.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин; карбонатный коллектор; пластовое давление.

УДК 622.245.544

ОПИСАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ СКВАЖИН ПРИ ОБРАБОТКЕ КАРБОНАТОСодЕРЖАЩЕГО НЕФТЕГАЗОВОГО ПЛАСТА СОЛЯНОЙ КИСЛОТОЙ (С. 16)**Ильшат Файзелькавиевич Кабиров**Стерлитамакская педагогическая академия имени «Зайнаб Бишевой»
453103, Республика Башкортостан, г. Стерлитамак, Пр. Ленина, 49
Тел./Факс: (3473) 43-73-29/(3473) 43-94-18

В статье рассматривается задача по кислотной обработки карбонатосодержащего нефтегазового пласта. Определены начальные и граничные условия поставленной задачи. Разработана математическая модель процесса кислотной обработки. Получены графики зависимости: пористости, плотности кислоты, давления и газонасыщенность от глубины проникновения реагента в породу. Для сравнительного описания использовано нескольких временных интервалах подачи кислоты, с учетом характеристик карбонатосодержащей породы. Результаты могут быть использованы для определения оптимального режима закачки соляной кислоты в карбонатосодержащий пласт.

Ключевые слова: математическая модель; пористость; плотность кислоты; давление; газонасыщенность; карбонатосодержащая порода; пласт; соляная кислота; зона реакции.

УДК 553.98:662.22

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЗОТА КАК ГЕОХИМИЧЕСКОГО ИНДИКАТОРА ПРОГНОЗА ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (С. 20)**¹Наталья Васильевна Сирая****¹Олег Григорьевич Голуб****²Ольга Александровна Иванкив**¹ДП НАК „Надра Украины” „Полтавское нефтегазовое региональное геологическое предприятие”

36007, Украина, г. Полтава, ул. Маршала Бирюзова, 53

Тел./факс: (0532) 50-91-64

²ПО УкрГГРИ36002, Украина, г. Полтава, ул. Фрунзе, 149
Тел./факс: (0532) 59-72-00

Предложен метод предварительного контроля обводнения скважин за счет использования геохимического индикатора азота газа сепарации. Обоснованы физико-химические свойства и растворимость азота в пластовом флюиде, приведены экспериментальные исследования систем вода-газ в моделируемых пластовых условиях.

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение; диагностика обводнения; растворимость газов; дегазация воды; система газ-вода; геохимический индикатор; азот.

УДК 622.276.53:621.67-83

К ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ (С. 25)**Александр Викторович Лекомцев****Егор Николаевич Устькачкинцев****Михаил Сергеевич Турбаков**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

614990, Пермский край, г. Пермь, пр-т Комсомольский, дом 29, ПГТУ

Тел./факс: +7-342-219-82-38

Выполнена оценка влияния свободного газа в откачиваемой жидкости на эффективность эксплуатации погружных электроцентробежных насосов в добывающих скважинах нефтяных месторождений, приуроченных к Верхнекамскому месторождению калийных солей.

Ключевые слова: нефтедобывающая скважина; электроцентробежный

насос; газосодержание у приёма насоса; осложнения при добыче нефти.

УДК 622.24.026.3.001.5

ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА С КИНЕТИЧЕСКИМ ИНГИБИТОРОМ ПРИ РАЗВЕДКЕ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ (с. 28)

**Николай Иванович Николаев
Лю Тяньлэ**

Равиль Миспакетдинович Вафин

Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет)
199106 Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д.2
Тел.: (812) 328-82-01

Представлены результаты исследований ингибирующей способности полигликолевого бурового раствора с кинетическим ингибитором. Буровой раствор предназначен для бурения скважин на газогидратных месторождениях. Установлено, что применение кинетического ингибитора предотвращает процесс гидратообразования в кольцевом зазоре скважины в процессе бурения.

Ключевые слова: буровой раствор; кинетический ингибитор; газогидраты; гидратообразование.

УДК 622.244.442

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАГЕНТОВ-ПОНИЗИТЕЛЕЙ ТВЕРДОСТИ ПОРОД В СОСТАВЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ (с. 32)

Николай Иванович Николаев

Екатерина Леонидовна Леушева

Санкт-Петербургский государственный

OIL AND GAS INDUSTRY: FOREIGN ECONOMIC ACTIVITY PROBLEMS AS A FACTOR FOR "SHADOW" ECONOMY INCREASE (p. 5)

Valentin Vasil'evich Bobyrev

State Duma RF

1, Okhotnyy ijad str., Moscow, 103265, Russia
Tel.: (495) 692-62-66

Disadvantages and contradictions of operational and commercial activities of O&G industry are revealed. These factors restrict the potential for industry development and contribute to "shadow" economy increase. To upgrade oil and petroleum exports and to increase government budget incomes, several steps are proposed. They are based

горный институт (технический университет)

199106 Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21 линия, д.2
Тел.: (812) 328-82-01

Приведены результаты экспериментальных исследований влияния различных поверхностно-активных веществ (ПАВ) на твердость горных пород. Авторами предложена комплексная методика прямой регистрации параметров разрушения горной породы в условиях использования ПАВ совместно с полимерами. Дана количественная оценка эффективности различных ПАВ применительно к различным типам горных пород.

Ключевые слова: поверхностно-активные вещества; ПАВ; горная порода; диаграмма деформации; твердая фаза.

УДК 536.2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФУНКЦИЙ КРИВОЙ ПЛАВЛЕНИЯ ДЛЯ ОПИСАНИЯ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ В ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЯХ (с. 35)

Александр Иванович Филиппов

Тимур Ахмадеевич Ишмуратов

Стерлитамакская педагогическая академия имени «Зайнаб Бишевой»
453103, Республика Башкортостан, г. Стерлитамак, Пр. Ленина, 49
Тел.: (3473) 43-60-97

Для многокомпонентной системы осуществлена постановка задачи теплопереноса в виде нелинейного дифференциального уравнения с учетом фазовых переходов. Для кривых плавления построены аппроксимационные формулы в парафинистых нефтях, имеющих важное значение для расчетов температурных полей в устройствах не-

on complex, concerted and economically attractive principles.

Key words: O&G industry, tax regulation, oil and petroleum exports, gas exports, export tariffs, "shadow" economy, non-tariff regulations.

MODEL OF NEWTONIAN OIL MOTION IN HORIZONTAL PRODUCING FORMATIONS OF CONSTANT THICKNESS (p. 8)

Aleksandr Gennad'evich Sorokin

Russian State Geological Prospecting University (RSGPU)
23, Miklukho-Maklay str., Moscow, 117997, Russia
E-mail: dekanat.gff@gmail.com

Classification of laminar velocity types for

фтегазового назначения.

Ключевые слова: нефть; парафин; кривая плавления; фазовый переход.

УДК 622.243.23+622.243.24

ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДКИ СКВАЖИН И БОКОВЫХ СТВОЛОВ ПО СЛОЖНОМУ ПРОФИЛЮ (с. 39)

Александр Степанович Повалихин

Валентин Владимирович Коваленко

Константин Матвеевич Солодкий

ООО «Интеллект Дриллинг Сервисиз»
127422 Москва, Дмитровский проезд, 10
Тел. (495)-543-91-16
E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Рассмотрены вопросы повышения эффективности проводки бокового ствола за счёт минимизации длины интервалов бурения в режиме изменения зенитного угла и азимута, а также общей длины проектного профиля. Предложена методика проектирования S-образного четырёхинтервального пространственного профиля бокового ствола.

Ключевые слова: пространственный профиль; боковой ствол; траектория бурения; зенитный угол; азимут.

УЧЁНЫЙ, ПЕДАГОГ, ИЗОБРЕТАТЕЛЬ (с. 42)

В статье отражены основные этапы научно-исследовательской, педагогической и общественной деятельности академика РАН, Заслуженного деятеля науки и техники Российской Федерации, доктора технических наук, профессора Анатолия Георгиевича Калинина.

Ключевые слова: Калинин; бурение; наклонно направленная скважина; искривление скважин.

Newtonian liquids steady motion in porous media is discussed. Seepage flow analogy to Hagen-Poiseuille flow is demonstrated.

Key words: laminar flow; Newtonian liquid; seepage velocity; formation; oil recovery factor; cores; pressure transient testing.

LIMITING CONDITIONS EVALUATION FOR PROCESSING METHODS OF PRESSURE RECOVERY CURVES FOR WELLS IN CARBONATE COLLECTORS (p. 12)

Artjom Aleksandrovich Erofeev

Inna Nikolaevna Ponomarjova

Mikhail Sergeevich Turbakov

State National Polytechnical University of Perm
Komsomolsky Fv. 29, Perm, 614990, Russia

Results of data processing by various methods of pressure recovery curves of extracting wells by development of oil deposit in carbonate collectors of Rassvetnoe oil field are considered.

Key words: pressure transient testing, carbonate collector, formation pressure.

SIMULATION MODEL: WELL EFFICIENCY UPGRADING AFTER HYDROCHLORIC ACID TREATMENT OF CARBONACEOUS OIL-AND-GAS RESERVOIR (p. 16)

Il'shat Fajjzel'kavievich Kabirov

Sterlitamak State Pedagogical Academy 49, Leninsky prospect, Sterlitamak, Republic of Bashkortostan, 453103, Russia Tel./fax. (3473) 43-73-29/(3473) 43-94-18

The article covers hydrochloric acid treatment of carbonaceous oil-and-gas reservoir. The initial-boundary conditions for the problem are determined. Simulation model for well efficiency upgrading is created. The diagrams are plotted for: porosity, acid density, pressure, gas saturation versus depth of reagent invasion. Several acid treatment time gaps were used for comparative description considering carbonaceous rock properties. The results may be used to determine optimum technique for hydrochloric acid pumping into carbonaceous rocks.

Key words: simulation model, porosity, acid density, pressure, gas saturation, carbonaceous rocks, reservoir, hydrochloric acid, reaction zone.

STUDY THE POSSIBILITY OF USING NITROGEN AS GEOCHEMICAL INDICATOR FOR WATER ENCROACHMENT EXPECTANCY OF GAS CONDENSATE DEPOSITS (p. 20)

¹Natalija Vasil'evna Siraja

¹Oleg Grigor'evich Golub

²Ol'ga Aleksandrovna Ivankiv

¹BE NSC "Nadra Ukraine" "Poltava oil and gas regional geological enterprise" 36007, 53, Marshal Birjuzova str., Poltava, Ukraine

Tel./fax: (0532) 50-91-64

²Poltava affiliate of the Ukrainian State Geological-Prospecting Institut 36002, 149, Frunze str., Poltava, the Ukraine

Tel./fax: (0532) 59-72-00

We propose a method of preliminary control of wells watering through the use of geochemical indicator of nitrogen gas separation. Substantiated physical-chemical properties and solubility of nitrogen in the formation fluid, the experimental study of water-gas systems in the simulated reservoir conditions are given.

Key words: gas condensate field; watering diagnosis; the solubility of gases; degassing of water; water-gas system; geochemical indicator; Nitrogen.

OPERATING EFFICIENCY ESTIMATION OF PRODUCING WELL WITH HIGH GAS FACTOR BY THE SUBMERSIBLE ELECTROCENTRIFUGAL PUMPS (p. 25)

Aleksandr Viktorovich Lekomcev

Egor Nikolaevich Ust'kachincev

Mikhail Sergeevich Turbakov

State National Polytechnical University of Perm

Komsomolsky Fv. 29, Perm, 614990, Russia Tel./fax: +7-342-219-82-38

The estimation of associated gas influence in extraction liquid on operating efficiency of the submersible electrocentrifugal pumps at producing well of oilfields combining with Verhnekamskoe potash deposit is performed.

Key words: producing well, electrocentrifugal pump, gas content at pump suction, oil production problems.

MUD KINETIC INHIBITORS: INHIBITE POWER RESEARCH WHEN GAS HYDRATES PROSPECTING (p. 28)

Nikolajj Ivanovich Nikolaev

Lju Tjan'leh

Ravil' Mispaketdinovich Vafin

Saint-Petersburg State Mining Institute Vasilievsky ostrov, 21 st line, h.2, St. Petersburg, 199026, Russia Tel.: (812) 328-82-01

Inhibitive power research for macroglycol drilling mud with kinetic inhibitors is given. The mud is designed for well drilling for gas hydrates prospecting. It has been found that formation of hydrates in annulus was prevented while drilling.

Key words: drilling mud, kinetic inhibitor, gas hydrates formation of hydrates.

EFFECTIVENESS OF ROCK HARDNESS REDUCERS IN DRILLING MUD: EXPERIMENTAL RESULTS (p. 32)

Nikolajj Ivanovich Nikolaev

Ekaterina Leonidovna Leusheva

Saint-Petersburg State Mining Institute Vasilievsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199026, Russia Tel.: (812) 328-82-01

Experimental results of various surface acting agents (SAA) impact on rock hardness are given. The complex direct

recording method for rock disintegration parameters when SAA and polymers are used is given. The quantitative evaluation of various SAA versus rocks is also given.

Key words: surface acting agents, SAA, rocks, strain diagram, solid phase.

DEFINITION OF FUNCTIONS FOR MELTING CURVE WHEN PHASE TRANSITIONS IN PARAFFINIC OIL ARE DESCRIBED (p. 35)

Aleksandr Ivanovich Filippov

Timur Akhmadeevich Ishmuratov

Sterlitamak State Pedagogical Academy 49, Leninsky prospect, Sterlitamak, Republic of Bashkortostan, 453103, Russia

For a multicomponent system staged problem of heat transfer in the form of nonlinear differential equations with phasetransitions. For melting curves the approximation formulas are created for paraffin oil. It may have importance for the calculation of temperature fields in the devices of oil and gas applications.

Key words: oil, lampwax, a fusion curve, phase transition.

WELL AND SIDETRACKING DRILLING IN CASE OF COMPLEX PROFILE: EFFICIENCY IMPROVEMENT (p. 39)

Aleksandr Stepanovich Povalikhin

Valentin Vladimirovich Kovalenko

Konstantin Matveevich Solodkijj

«Intellect Drilling Services» LLC 10, Dmitrovskij proezd, Moscow, 127422, Russia

Tel. +7-495-543-91-16

E-mail: povalihin@ids-corp.ru

Issues of sidetracking efficiency improvement as a result of minimizing drilling interval lengths, reducing the overall length of design well profile and inclination-azimuth variations are discussed. Design technique for S-shaped and 4 interval spatial profiles for sidetracking have been proposed.

Key words: spatial profiles, sidetrack, well path, inclination, azimuth.

SCIENTIST, EDUCATOR, INVENTOR (p. 42)

The article concerned with the milestones of scientific, educational and social activities of member of Russian Academy of Natrual Sciences, honoured worker of RF science and technology, Anatoly Georgievich Kalynin, professor, DEA Doctor of engineering.

Key words: Kalynin, drilling, directional well, well deviation.



VII Международный специализированный форум «ПТА. Нефтегаз — Санкт-Петербург 2011»



26-27 октября 2011

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЗАЛ «АССАМБЛЕЯ»

Санкт-Петербург, ул. Таврическая, д. 10

В программе форума:

Выставка «ПТА. Нефть. Газ. Попутный газ»

Основные темы:

- Модернизация предприятий нефтегазового комплекса
- Автоматизация технологических процессов на предприятиях нефтегазового комплекса
- Контрольно-измерительные технологии и метрологическое обеспечение нефтегазовой отрасли

Конференция «ПТА. Энергоэффективное распределение и потребление нефти и газа»

Основные темы:

- Добыча и подготовка нефти и газа: системы автоматизации и контроля для утилизации попутного газа и тепла
- Запасы нефти и газа: системы учета, измерения, метрологическое обеспечение
- Автоматизация технологических процессов нефте- и газопереработки. Промышленная безопасность
- Транспортировка и распределение нефти и газа: системы мониторинга и диспетчеризации
- Использование средств автоматизации и учета на этапе потребления нефтегазовых ресурсов
- Экология выбросов и отходов. Автоматизированные системы экологического мониторинга

Санкт-Петербург

Тел.: (812) 448-03-38

E-mail: spb@pta-expo.ru

Организатор:

Экспоцентр

www.pta-expo.ru/spb/

Москва

Тел.: (495) 234-22-10

E-mail: info@pta-expo.ru