

УДК 622.276

**МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ КОРРОЗИОННОЙ
АКТИВНОСТИ МИНЕРАЛИЗОВАННЫХ РАСТВОРОВ НА
ОБРАЗЦАХ ТРУБ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ**

В.А.Капитонов, И.В.Семенов, Д.Гладкова

Самарский государственный технический университет

г. Самара, Россия

e-mail: kapitonovva@gmail.com

Аннотация. В статье выполнен сравнительный анализ действующих нормативных документов по оценке коррозионного воздействия минерализованных растворов на материалы труб, используемых в бурении, добыче и транспорте нефти. Приведена последовательность этапов исследований коррозионного воздействия жидкостей глушения на образцы насосно-компрессорных труб в статических условиях гравиметрическим методом.

Ключевые слова: коррозия, разрушение металла, техническое состояние труб, коррозионная активность минерализованных растворов, исследование ингибиторов коррозии.

**RESEARCH METHOD OF CORROSION ACTIVITY
OF MINERALIZED SOLUTIONS ON A SAMPLE OF PIPES
BY THE GRAVIMETRIC METHOD**

V.A. Kapitonov, I.V. Semenenko, D. Gladkova

Samara State Technological University,

Samara, Russian Federation

Abstract. The article contains a comparative analysis of current regulatory documents on the assessment of the corrosive effect of mineralized solutions on pipe materials used in drilling, oil production and transportation. The sequence of stages of studies of the corrosive effect of damping liquids on samples of tubing under static conditions by a gravimetric method is given.

Key words: corrosion, metal destruction, technical condition of pipes, corrosion activity of the mineralized solutions, research of inhibitors of corrosion.

Причиной ухудшения эксплуатационных свойств металлических труб, используемых в бурении, добыче и транспорте нефти, является

коррозия. Механизм протекания коррозии основан на взаимодействии металла со средой или её компонентами. Данный процесс может приводить к авариям и остановкам работы, что отрицательно сказывается на технико-экономических показателях. Т. о. задача качественной и количественной оценки влияния минерализованных растворов на металлы труб в лабораторных условиях является актуальной.

По виду коррозионной среды	По воздействию фактору	По характеру разрушения		По глубине погружения
		• местная	• равномерная	
<ul style="list-style-type: none"> • газовая • жидкостная • атмосферная • подземная 	<ul style="list-style-type: none"> • естественные природные условия • внешний ток • радиоактивное излучение • продукты жизнедеятельности микроорганизмов • одновременное воздействие сил трения и коррозионной среды 	<ul style="list-style-type: none"> • пятнистая • язвенная • точечная • сквозная • нитевидная • подповерхностная • межкристаллитная • внутрикристаллитная • коррозионное растрескивание 	<ul style="list-style-type: none"> • неравномерная • сплошная 	<ul style="list-style-type: none"> • при полном • частичном • периодическом
По условиям протекания				По движению среды
<ul style="list-style-type: none"> • в неэлектролитах • в электролитах (солях, кислотах, щелочах) 	<ul style="list-style-type: none"> • продукты жизнедеятельности микроорганизмов • одновременное воздействие сил трения и коррозионной среды 			<ul style="list-style-type: none"> • в движущейся • в покоящейся
По механизму протекания				
<ul style="list-style-type: none"> • химическая • электрохимическая 	<ul style="list-style-type: none"> • щелевая коррозия (в узких щелях и зазорах между деталями) • неоднородность сплава • неравномерность нагрева поверхности 			

Рис. 1 – Способы классификации коррозии металлов

Разнообразие условий возникновения коррозии и вызывающих её факторов приведено на рис. 1. Также существует несколько действующих нормативных документов, регламентирующих методы коррозионных испытаний. В данной работе приведён анализ данных нормативных документов, с целью выбора наиболее подходящей методики для проведения оценки влияния минерализованных растворов на металлы бурильных, насосно-компрессорных и промысловых труб.

Общие требования к методам коррозионных испытаний металлов, сплавов, защитных покрытий, средств противокоррозионной защиты, изделий, деталей, металлических полуфабрикатов и другой аналогичной продукции приведены в ГОСТ Р 9.905-2007. [1]

Данный ГОСТ предусматривает проведение коррозионных испытаний в естественных условиях (на климатических испытательных станциях или путём подконтрольной эксплуатации) и в искусственных атмосферах. Причём испытания в искусственных атмосферах подразделяются на ускоренные, кратковременные и экспресс-испытания. Различия между перечисленными испытаниями заключаются в агрессивности среды, в которую помещаются испытываемые образцы металлов, сплавов и средств защиты от коррозии.

Особенностью ГОСТ Р 9.905-2007 является то, что в большинстве пунктов приводится формулировка «если программой испытания не предусмотрено иное». Соответственно в п. 4.7 приводятся требования к содержанию программы испытаний, которые предусматривают [1]:

«а) цель испытания (определяемые показатели, вид и точность информации, которая должна быть получена в результате испытаний);

б) характеристику испытываемых металлов, сплавов или средств защиты от коррозии (состояние поверхности образца и его геометрические параметры, структура и другие свойства материалов, вид полуфабриката, режим термообработки; толщина покрытия, описание средств и технологических особенностей противокоррозионной защиты);

в) параметры и (или) количественные показатели и пределы, подлежащие определению;

г) аппаратуру и оборудование, включая требования к техническим характеристикам;

д) количество испытываемых образцов;

е) характеристику образца сравнения (включая тип, марку и его основные качественные и количественные показатели для реализации цели испытаний);

ж) описание подготовки к испытанию, включая:

1) способ маркировки образцов;

2) порядок отбора, транспортирования и хранения образцов

(проб);

3) операции подготовки к испытаниям, включая способы и режимы нанесения противокоррозионной защиты на образцы, проверку испытательного и измерительного оборудования перед каждым испытанием;

и) метод испытания, включая условия проведения с характеристикой факторов химического и физического воздействия, последовательность и периодичность воздействия, способ регистрации наблюдений и результатов измерений; общую продолжительность, расположение и, в некоторых случаях, перемещение образцов, периодичность съёмов и осмотров образцов во время испытания, количество снимаемых образцов и количество контрольных образцов, метод удаления продуктов коррозии;

к) обеспечение заданной коррозионной активности атмосферы в испытательной камере, вне зависимости от расположения образцов в камере;

л) критерии и методы оценки результатов испытания».

Следующим нормативным документом, регламентирующим методы коррозионных испытаний, является ГОСТ 9.502-82. В нём приведены методы лабораторной оценки ингибиторов для защиты металлов и сплавов от коррозии в водных системах с рН, близким к нейтральному [2]. По данному ГОСТу предусмотрено проведение испытаний в статических и динамических условиях. Далее будет рассматриваться только метод испытания ингибиторов в статических условиях (раздел 1).

Последним анализируемым документом был ГОСТ 9.506-87, в котором область применения ингибиторов коррозии распространена на водно-нефтяные среды и, кроме гравиметрического метода при проведении испытаний в динамических условиях, предусматривался электрохимический метод определения защитной способности ингибиторов при сплошной коррозии, предлагаемый для проведения предварительной качественной и сравнительной оценки ингибиторов коррозии в водной части испытываемой среды [3].

В таблице 1 приведено сопоставление требований к образцам, особенностей проведения испытаний и обработки полученных результатов.

Далее рассмотрим порядок подготовки образцов и проведения исследований в условиях кафедры бурения Самарского государственного технического университета и Испытательного лабораторного центра АО «Гипростокнефть».

После разметки труб было выполнено сверление отверстий, для подвешивания образцов в коррозионной среде (рис. 2). Затем с помощью угловой шлифовальной машины («болгарки») произведён распил (рис. 3). Размер образцов в среднем составил 53×20×7 мм.

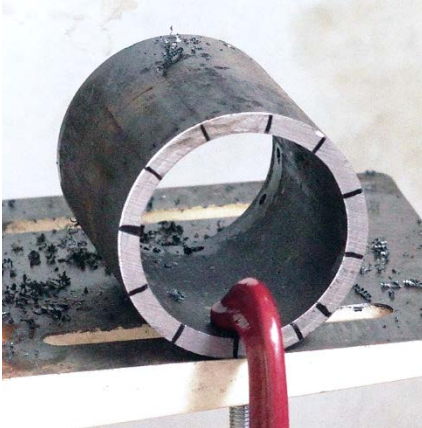


Рис. 2 – Разметка и просверливание отверстий



Рис. 3 – Распил образцов

Следует помнить, что угловая шлифовальная машина (УШМ) относится к категории наиболее опасных с точки зрения потенциального травматизма. Перечень некоторых предосторожностей при работе:

- Пользоваться УШМ в любом нездоровом или неадекватном состоянии строго запрещено.
- Работать следует в очках или маске. Наилучший вариант, когда маска имеет армированную структуру – для защиты лица человека при повреждении круга УШМ.
- На руки обязательно следует надеть перчатки или рабочие рукавицы из плотной кожи.
- Защитный кожух – это первая преграда, защищающая оператора от разрушенного круга, поэтому при работе он обязательно должен быть установлен.
- Разрезаемый предмет должен быть хорошо закреплён струбциной или тисками.
- Нельзя выполнять шлифовку тонкими отрезными дисками.
- Запрещается использовать деформированный или поврежденный рабочий диск.

Таблица 1 – Сравнительный анализ методик коррозионных испытаний гравиметрическим методом

	ГОСТ Р 9.905-2007 в отношении жидких коррозивных сред	ГОСТ 9.502-82, испытание в статических условиях (раздел 1)	ГОСТ 9.506-87, гравиметрический метод (раздел 2)
Форма образцов	<ul style="list-style-type: none"> • плоские образцы (металлические пластины); • U-образные образцы, кольца, цилиндры и т.п.; • конструктивные образцы (сварные, паяные, клепанные и т.п.); • детали или сборочные единицы (узлы); • макеты изделий или конструкций; • изделия 	<ul style="list-style-type: none"> • плоские образцы (металлические пластины); • образцы в форме цилиндров, дисков и т.п. 	плоские образцы (металлические пластины)
Размеры плоских образцов	предпочтительные размеры 150×100 мм; 100×50 мм; 50×50 мм; толщина от 0,5 мм до 3,0 мм, при этом образцы не должны деформироваться во время испытания	50×25×1 мм, допускается применять образцы других размеров	в соответствии с требованиями ГОСТ 9.905-82
Площадь образцов	общая площадь испытуемого образца должна быть как можно больше, но не менее 25 см ² , за исключением случаев, когда меньшие площади поверхности предусмотрены программой испытаний	площадь поверхности узких граней допускается не учитывать, если она не превышает 10% общей площади образца	соотношение площади поверхности образца и его массы должно быть возможно большим
Подготовка поверхности образцов	<ul style="list-style-type: none"> • значение шероховатости поверхности испытуемого образца должно быть указано в программе испытаний; • поверхность испытуемых образцов металлов и сплавов не должна иметь видимых дефектов, таких как царапины, включения, трещины, точки и поры 	<ul style="list-style-type: none"> • поверхность образцов должна быть зачищена до металлического блеска и обработана до одинакового класса шероховатости в зависимости от вида 	поверхность образца шлифуют до шероховатости R _a не более 1,6 мкм по ГОСТ 2789-73 (контролируется либо визуально с помощью образцов шероховатости, либо с помощью специальных приборов)

	ГОСТ Р 9.905-2007 в отношении жидких коррозивных сред	ГОСТ 9.502-82, испытание в статических условиях (раздел 1)	ГОСТ 9.506-87, гравиметрический метод (раздел 2)
		испытуемого материала; • не допускается на образцах наличие заусенцев и острых рёбер	
Подготовка граней	любые дефекты (заусенцы) на участках срезов, возникающие при вырезке образца, должны быть удалены	торцы плоских образцов должны быть отфрезерованы, а кромки – закруглены	отдельно не оговаривается
Способы маркировки	<ul style="list-style-type: none"> • клеймение; • нанесение лакокрасочного покрытия; • электромеханическая маркировка; • насечки (надпилы); • бирки из коррозионно-стойкого или неметаллического материала 	<ul style="list-style-type: none"> • номер в правом нижнем углу, выполненный клеймением, электрокарандашом или нанесением краски; • допускается маркировка с помощью ярлыков из инертного материала 	отдельно не оговаривается
Обезжиривание и активация поверхности образца	<ul style="list-style-type: none"> • перед испытаниями поверхность образцов должна быть очищена и обезжирена; • в большинстве случаев используют органические растворители; • допускается проводить подготовку поверхности образцов перед испытаниями химическим методом по ГОСТ Р 9.907-2007, например, травлением в составе: 50 г/л NaOH, 200 г 	<ul style="list-style-type: none"> • перед испытаниями проводят очистку поверхности образцов с последующим обезжириванием органическими растворителями; • в технически 	<ul style="list-style-type: none"> • обезжиривают ацетоном, контролирую степень обезжиривания по полному смачиванию водой поверхности образца; • погружают образец на 1 мин в раствор 15%-ной соляной кислоты, затем тщательно промывают проточной и дистиллированной водой, высушивают фильтровальной бумагой, упаковывают в нее и помещают в эксикатор с влагопоглотителем

	ГОСТ Р 9.905-2007 в отношении жидких коррозионных сред	ГОСТ 9.502-82, испытание в статических условиях (раздел 1)	ГОСТ 9.506-87, гравиметрический метод (раздел 2)
	<p>гранулированного цинка или кусочков цинка, длительность (30 – 40) мин, при температуре (80 – 90) °С;</p> <ul style="list-style-type: none"> • средства, используемые для очистки, должны быть указаны в протоколе (отчете) испытаний 	<p>обоснованных случаях допускается обезжиривание образцов натронной известью;</p> <ul style="list-style-type: none"> • после обезжиривания образцы подвергаются травлению по ГОСТ 9.402-80, например, в составе: серная кислота (120 – 170) г/л, хлористый натрий (140 – 180) г/л, методом погружения на (6 – 8) мин в раствор температурой (65 – 85) °С 	
Сушка	выдерживают в эксикаторе с влагопоглотителем не менее 24 ч	<ul style="list-style-type: none"> • в эксикаторе не менее 24 ч; • или 1 ч при температуре (103±2) °С, затем охлаждают 	выдерживают в эксикаторе с влагопоглотителем 1 ч
Оборудование и контролируемые параметры	<ul style="list-style-type: none"> • внутренняя поверхность испытательного сосуда, должна быть изготовлена из материалов, стойких к воздействию испытательной коррозионной среды; • аппаратура должна обеспечивать заданные рабочие условия в рабочем объеме испытательного 	<ul style="list-style-type: none"> • ячейки из коррозионно стойкого материала; • водяной термостат, обеспечивающий стабильную температуру в интервале от 	<ul style="list-style-type: none"> • аппарат, обеспечивающий поддержание и контроль параметров, постоянство объема и состава испытуемой среды; • возможность продувки аппарата инертным газом с целью деаэрации и в дальнейшем насыщения сероводородом и (или) двуокисью углерода, введение ингибитора в среду, термостатирование (±2 °С);

	ГОСТ Р 9.905-2007 в отношении жидких коррозивных сред	ГОСТ 9.502-82, испытание в статических условиях (раздел 1)	ГОСТ 9.506-87, гравиметрический метод (раздел 2)
	<p>сосуда в течение всего времени испытания;</p> <ul style="list-style-type: none"> • если количественный химический состав среды неизвестен, его определяют аналитически, при этом также учитывают и количества примесей и загрязнителей; • заданные рабочие условия испытаний должны контролироваться (температура, pH, состав коррозивной среды) 	<p>20 °С до 90 °С ±2 °С;</p> <ul style="list-style-type: none"> • микроскоп металлографический; • глубиномер индикаторный с погрешностью не более ±1 мкм; • эксикатор с индикаторным силикагелем или хлористым кальцием; • печь с поддержанием температуры (103±2) °С; • контроль концентрации ингибитора, солей, pH 	<ul style="list-style-type: none"> • устройство для перемешивания испытуемой среды с варьированием скорости перемешивания
Весы	<p>для образцов массой до 200 г точность взвешивания до 0,001 г, свыше 200 г – до 0,01 г</p>	<p>массой до 200 г с погрешностью не более 0,0001 г, а свыше 200 г – с погрешностью не более 0,01 г</p>	<p>аналитические весы с погрешностью не более 0,0001 г</p>
Коррозионная среда	<p>минимальное отношение объема жидкой среды к площади поверхности образцов составляет 10 мл/см²</p>	<p>объем раствора должен быть не менее 10 см³ на каждый 1 см² поверхности образцов, испарение не более 1%</p>	<p>уменьшение объема среды вследствие испарения не должно превышать 1%</p>

	ГОСТ Р 9.905-2007 в отношении жидких коррозивных сред	ГОСТ 9.502-82, испытание в статических условиях (раздел 1)	ГОСТ 9.506-87, гравиметрический метод (раздел 2)
Режим испытания	воздействующие факторы и способы воздействия должны соответствовать преимущественному применению продукции в условиях эксплуатации	сравнительную оценку защитной способности различных ингибиторов проводят при 25 и 70 °С	в соответствии с программой испытаний
Количество образцов и испытаний	<ul style="list-style-type: none"> не менее трёх образцов на одну точку испытания, причём каждый образец должен использоваться только один раз; количество образцов для параллельных испытаний должно быть не менее трех и не менее одного контрольного образца 	<ul style="list-style-type: none"> количество образцов, испытываемых параллельно, должно быть не менее пяти; для количественной оценки ингибирующей способности проводят испытания в коррозионной среде без добавки ингибитора 	<ul style="list-style-type: none"> не менее двух параллельных испытаний на образцах в количестве не менее трех для каждого испытания
Продолжительность испытаний и количество промежуточных съёмов	<ul style="list-style-type: none"> общая продолжительность испытания зависит от цели испытания, природы испытуемых металлов, сплавов и средств защиты, выбранных критериев и метода оценки их коррозионного поведения; рекомендуемая продолжительность экспонирования: 24; 48; 96; 240; 480; 720; 2016 ч; или в следующей геометрической прогрессии: 1, 3, 6, 12 ч или 1, 2, 4, 8 сут, или 3, 6, 12, 24, 48 мес и т.д. 	<ul style="list-style-type: none"> продолжительность испытаний должна быть достаточной для установления постоянной скорости коррозии, но не менее 30 сут, а для алюминиевых сплавов – 90 сут; количество промежуточных съёмов образцов 	<ul style="list-style-type: none"> продолжительность испытаний устанавливают в соответствии с ГОСТ 9.905-82; при проведении сравнительных испытаний ингибиторов время испытания должно быть не менее 6 ч

	ГОСТ Р 9.905-2007 в отношении жидких коррозивных сред	ГОСТ 9.502-82, испытание в статических условиях (раздел 1)	ГОСТ 9.506-87, гравиметрический метод (раздел 2)
		должно быть достаточным для получения графической зависимости «коррозионные потери – время», но не менее четырех	
Размещение образцов	<ul style="list-style-type: none"> • в случае проточной коррозионно активной среды поток должен быть параллелен длинной стороне образца; • образцы не должны экранировать друг друга от влияния среды; • по возможности образцы должны располагаться в различных местах испытательного сосуда 	<ul style="list-style-type: none"> • образец закрепляют в стеклянный или фторпластовый держатель в вертикальном положении; • должна обеспечиваться изоляция образца от держателя, друг от друга и от стенок установки, а также свободный контакт образца с коррозионной средой 	<ul style="list-style-type: none"> • образцы для испытаний должны быть жестко закреплены для предохранения их от вибрации; • исключить возможность контактной и щелевой коррозии между образцами, креплением и стенками сосуда

Таблица 2 – Обработка поверхности и оценка результатов в анализируемых методиках

	ГОСТ Р 9.905-2007 в отношении жидких коррозивных сред	ГОСТ 9.502-82, испытание в статических условиях (раздел 1)	ГОСТ 9.506-87, гравиметрический метод (раздел 2)
Обработка поверхности после испытания	<ul style="list-style-type: none"> • в ходе испытаний и в соответствии с программой испытания все образцы осматривают: испытываемые образцы вынимают из сосуда, осматривают и вновь возвращают на место для дальнейшего испытания; • образцы осматривают таким образом, чтобы не допустить их повреждения; • некоторые образцы снимают; • после завершения испытания образцы хранят в эксикаторе, содержащем влагопоглотитель; • обработка поверхности испытываемых образцов после испытания должна проводиться в соответствии с выбранными критериями оценки результатов испытания (ГОСТ 9.908); • рекомендуемые способы удаления продуктов коррозии – по ГОСТ Р 9.907, если программой испытаний не установлены другие требования 	<ul style="list-style-type: none"> • после окончания испытания образцы вынимают из ячейки и проводят визуальную оценку по ГОСТ 9.908-85; • после визуальной оценки в случаях, предусмотренных программой испытаний, продукты коррозии снимают неметаллическим шпателем и подвергают качественному и количественному анализу; • удаление продуктов коррозии, не требующих анализа, проводят по ГОСТ 9.907-2007; • после химического травления образцы тщательно промывают проточной и дистиллированной водой и 	<ul style="list-style-type: none"> • сразу после испытаний образцы подвергают визуальному осмотру: определяют наличие и цвет продуктов коррозии, после снятия продуктов коррозии – характер коррозии; • для определения потери массы образцов их поверхность должна быть очищена в последовательности: <ol style="list-style-type: none"> 1) нефть и рыхлые продукты коррозии удаляют шпателем, щеткой и одним из растворителей: бензином, керосином или уайт-спиритом; 2) при наличии плотной пленки из продуктов коррозии допускается их удаление растворами, не взаимодействующими с основным металлом (например, раствор по ГОСТ Р 9.907-2007 при комнатной температуре); 3) образцы промывают водопроводной и дистиллированной водой, высушивают фильтровальной бумагой, обезжиривают ацетоном, упаковывают в фильтровальную бумагу, выдерживают в эксикаторе с влагопоглотителем в течение 1 ч и взвешивают на аналитических весах

	ГОСТ Р 9.905-2007 в отношении жидких коррозионных сред	ГОСТ 9.502-82, испытание в статических условиях (раздел 1)	ГОСТ 9.506-87, гравиметрический метод (раздел 2)
		просушивают в смеси этилового спирта и эфира (1:1)	
Оценка результатов испытания	<ul style="list-style-type: none"> критерии оценки коррозионной стойкости: <ul style="list-style-type: none"> а) изменение внешнего вида образца во время испытания; б) время, прошедшее до появления первого очага коррозии основного металла или покрытия; в) количество и распределение коррозионных дефектов; г) изменение массы (ГОСТ Р 9.907); д) изменение размеров (особенно толщины); е) изменение механических, электрических, оптических и др. свойств; оценка результатов испытаний в зависимости от вида (типа) коррозии и выбранных показателей коррозии и (или) коррозионной стойкости (ГОСТ 9.908) приведена для: <ul style="list-style-type: none"> – металлов, сплавов без покрытий – в ГОСТ 9.908, ГОСТ 27597; – металлов с лакокрасочными покрытиями – в ГОСТ 9.401, ГОСТ 9.407; – металлов с металлическими и неметаллическими неорганическими 	<ul style="list-style-type: none"> оценку результатов испытаний по изменению массы и по глубине очагов коррозии проводят по ГОСТ 9.909-86; оценку коррозионной стойкости металла в ингибированной системе и коррозионной активности системы проводят по десятибалльной шкале; критериями оценки коррозионного поведения металлов и сплавов могут являться: <ul style="list-style-type: none"> а) изменение внешнего вида; б) изменение массы; в) время до появления видимых очагов коррозии; г) размеры очагов коррозии; 	<ul style="list-style-type: none"> вычисляют скорость коррозии и степень защиты ингибитора; статистическую обработку результатов испытаний проводят по ГОСТ 9.502-82

	ГОСТ Р 9.905-2007 в отношении жидких коррозионных сред	ГОСТ 9.502-82, испытание в статических условиях (раздел 1)	ГОСТ 9.506-87, гравиметрический метод (раздел 2)
	покрытиями – в ГОСТ 9.311, ГОСТ 27597	<p>д) количество очагов коррозии на единицу площади;</p> <ul style="list-style-type: none"> • при равномерной коррозии вычисляют её скорость и защитную способность ингибитора; • показатели неравномерной (питтинговой или язвенной) коррозии определяют по ГОСТ 9.908-85; • при обработке результатов испытаний используют метод математической обработки результатов 	

После распила с образцов удаляются все следы коррозии (рис. 4). Для этого удобно использовать УШМ с зачистным кругом по металлу, они отличаются большей толщиной (например, 4 мм), надёжно закрепляя образцы в тисках. На этом этапе можно также выполнить требуемое в ГОСТах закругление граней. Следует отметить, что направление искр лучше делать от оператора, потому что в противном случае будут прожигаться и обычные халаты и фартуки. Вместе с искрами разлетаются частички металла и если стена на которую они будут попадать покрыта кафелем, то останутся тёмные точки, которые не отмываются.



Рис. 4 – Зачистка образцов от следов коррозии

Следующим этапом выполняется шлифовка. Для выпуклых поверхностей удобно использовать насадку с липучкой (рис. 5), которая навинчивается на шпиндель УШМ, и позволяет применять круги наждачной бумаги разной зернистостью. Для вогнутых частей образцов удобнее использовать шлифовальный круг лепесткового типа (рис. 6).



Рис. 5 – Насадка с липучкой для наждачных дисков



Рис. 6 – Шлифовальный круг лепесткового типа

Отшлифованные до металлического блеска и одинакового класса шероховатости образцы маркировались с помощью надпиллов напильником. Затем определялись размеры с погрешностью $\pm 0,1$ мм. Обезжиривание проводилось ацетоном (рис. 7). После обезжиривания все операции с образцами проводят пластмассовым пинцетом или, по ГОСТ Р 9.905-2007, допускается брать образцы только за торцы руками в хлопчатобумажных перчатках.



Рис. 7 – Обезжиривание образцов в ацетоне



Рис. 8 – Появление следов коррозии

Травление осуществлялось путём погружения образцов на 1 мин в 15% раствор соляной кислоты. После травления на поверхности образцов наблюдалось появление тёмных пятен – очагов коррозии (рис. 8). В дальнейшем планируется сравнить воздействие других составов, рекомендуемых ГОСТ Р 9.907-2007 для активации поверхности.

После травления образцы тщательно промывались струёй воды из крана, а затем в дистиллированной воде. Вытирались фильтровальной бумагой и либо просушивались в муфельной печи при (103 ± 2) °С не менее 1 часа, а затем охлаждались в эксикаторе с силикагелем до комнатной температуры; либо сразу выкладывались в эксикатор с силикагелем и выдерживались там не менее 24 ч.

Желательно использовать индикаторный силикагель, который меняет цвет при увеличении влажности [4]. Если в наличии имеется только бесцветный технический силикагель [5] или безводный хлорид кальция, то можно небольшое количество индикаторного силикагеля распределить по объёму технического силикагеля или поставить в эксикатор стаканчик для взвешивания с индикаторным силикагелем (рис. 9).

Взвешивание выполнялось на аналитических весах.



Рис. 9 – Взвешивание на аналитических весах

Далее образцы размещались в среде жидкостей глушения и для сравнения – в дистиллированной воде (рис. 10). Для поддержания стабильной температуры ячейки погружались в водяной термостат (рис. 11), работающий при 30 °С. Температура воздуха в помещении фиксировалась каждый час с помощью логгера Testo 174Н.



Рис. 10 –
Размещение образцов в
коррозионной среде



Рис. 11 – Размещение ячеек с
образцами в водяной ванне

После выдерживания заданного промежутка времени образцы извлекались и выполнялась фотофиксация коррозии и очищенного образца (рис. 12 – 14).



Рис. 12 – Образцы с продуктами коррозии



Рис. 13 – Визуальный осмотр и фотофиксация



Рис. 14 – Образец, выдержанный в дистиллированной воде, после очистки от продуктов коррозии

Очистка образцов от продуктов коррозии выполнялась механическим методом по ГОСТ 9.907-2007 с помощью резинки. Легче всего коррозионный слой снимается резинкой, приведённой на рис. 15. Прилагаемые усилия, используемые при механической очистке, должны быть постоянными. Продукты коррозии также удалялись из отверстия, с помощью приспособление для очистки с Т-образной ручкой (сверло) и очистителей труб от реторты (или можно скрученной салфеткой). После удаления продуктов коррозии металлический образец тщательно промывают сначала водопроводной, а затем дистиллированной водой, после чего образец сушат одним из способов [6]:

- в сушильном шкафу и дают остыть до комнатной температуры;
- погружением в раствор этилового спирта по ГОСТ Р 51652 (или ацетона по ГОСТ 2603), затем обдувом ручным воздушным вентилятором;
- фильтровальной бумагой по ГОСТ 12026 с последующим помещением в эксикатор по ГОСТ 25336 с влагопоглотителем в течение 24 ч.



Рис. 15 – Резинка

После этого образец взвешивают.

При равномерной коррозии [2] скорость её (V_p) в г/(м²·ч) вычисляют по формуле

$$V_p = \frac{\Delta m}{S \cdot \tau},$$

где Δm – средняя потеря массы образцов, г; S – площадь поверхности образца, м²; τ – время испытания, ч.

Скорость коррозии (V_h) в мм/год вычисляют по формуле

$$V_h = 8,76 \frac{V_p}{\rho},$$

где 8,76 – коэффициент пересчёта; ρ – плотность металла, г/см³.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ Р 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования. – Введ. 2009-01-01. – М.: Стандартинформ. – 20 с.

2. ГОСТ 9.502-82. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний. – Введ. 1984-01-01. – М. ИПК Издательство стандартов, 1993. – 20 с.

3. ГОСТ 9.506-87. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности. – Введ. 1988-07-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1993. – 17 с.

4. ГОСТ 8984-75. Силикагель-индикатор. Технические условия (с Изменениями № 1, 2, 3). – Введ. 01.07.1976. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 8 с.

5. ГОСТ 3956-76. Силикагель технический. Технические условия (с Изменениями № 1, 2, 3). – Введ. 1977-01-01. – М.: Стандартинформ, 2008. – 12 с.

6. ГОСТ Р 9.907-2007 (ИСО 8407:1991). Единая система защиты от коррозии и старения (КСЗКС). Металлы, сплавы, покрытия металлические. Методы удаления продуктов коррозии после коррозионных испытаний. – Введ. 2009-01-01. – М.: Стандартинформ, 2007.

УДК 550.84:553.981.2

**ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА КОЛЛЕКТОРСКОГО
ПОТЕНЦИАЛА ПРОДУКТИВНОГО КАРБОНАТНОГО РАЗРЕЗА***О.А.Кулакова, К.А.Антипова**Самарский государственный технический университет,
г.Самара, Россия
E-mail:koks1951@mail.ru*

Постановка задачи. Подробный анализ керна из продуктивных и окружающих залежь пород с целью выделения литотипов, формирующих неоднородность в разрезе, изучение внутренней структуры порового и трещинного пространства для создания информационной модели, включающей литологические и петрофизические параметры породы и ее фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС).

Представительность материала. На примере разрезов скв.9 (крыло) и скв.10 (свод) Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ), представляющих среднекаменноугольные и верхнедевонские отложения, при просмотре в поляризационном микроскопе 300 больших шлифов дается качественная оценка фильтрационной способности породы-коллектора в разрезе карбонатной толщи. Такая оценка дается на основании сопоставления данных по наличию в образцах керна (шлифах) породы-коллектора открытых трещин, емкость которых учитывалась со значений 0,5%, и, как правило, не превышала 2%; открытой емкости пор в интервалах ниже 5-6%, 6-20% и выше 20%.

Петрографические картины (рис.1) проанализированы, исследована структура порового пространства и ФЕС. Отмечается приуроченность горизонтальных зон с аномально высокими и аномально низкими коллекторскими свойствами к зонам древних ВНК.

Описание методики. Суть методики, направленной на изучение результата катагенетических преобразований породной среды в залежи, изложена [1,2,3,4] и включает в себя:

- первичный анализ кернового материала петрографическим методом;
- привлечение данных исследований керна другими методами, а именно были использованы люминесцентный,

спектральный, термографический, рентгено-структурный, химический и др. анализы;

- обобщение результатов для выделения зон стояния древних водо-нефтяных контактов (ДВНК) и древних газо-жидкостных контактов (ДГЖК);
- построение литогенетической модели залежи с указанием глубины залегания аномальных прослоев (суперколлекторов, абразивных зон);
- иллюстрация петрографической картины осадочных пород микрофотоснимками.

Известно, что изменчивость физических свойств горных пород определяется их структурными особенностями. Структура порового пространства обуславливает их проницаемость, нефтеотдачу, водо-флюидонасыщенность и количество связанной воды. Поэтому фильтрационно-емкостные свойства логично изучать в комплексе с морфологией порового пространства. Рис.1 иллюстрирует такую взаимосвязь. Здесь приведены петрографические картины кернов и степень изменения ФЕС.

Внутренняя структура пустотного пространства изучалась на основе результатов исследований сечений кернов, отбираемых в скважине из данного пласта. По данным комплексных геофизических исследований в скважинах выделены породы, которые отличаются большой пористостью и могут быть коллекторами. Следующий этап интерпретации - сопоставление полученных по аномалиям разных методов каротажа пластов с определенными литологическими комплексами или геологическое истолкование результатов. Для увязки геофизических данных с литологией использованы все сведения по геологическому строению района, в том числе данные поинтервального отбора керна, анализа образцов, полученных с помощью грунтоносов, а также шлама и буровой жидкости в процессе проходки скважин.

Имея информацию о трещиноватости образца коллектора, его полной открытой пористости и о рассчитанном условном количественном показателе связанной воды, мы можем качественно оценить фильтрационную способность образца как: «хорошо» фильтрует, «нормально» фильтрует, «плохо» фильтрует, фильтрация «отсутствует».

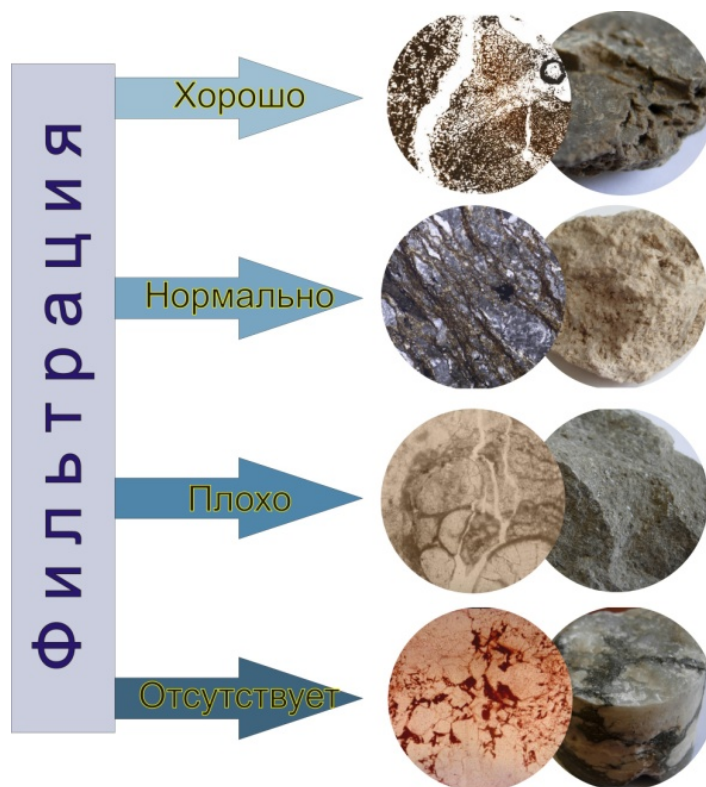


Рис.1. Качественная оценка фильтрационной способности породы-коллектора

Количественная оценка пористости производилась согласно методике литологических определений под поляризационным микроскопом по сравнительным моделям (Х.Вильямс, Ф.Тернер, Ч.Гилберт, 1985) в относительных процентах к площади шлифа, как суммы многократных наблюдений в одном шлифе. Простота микроскопического метода изучения литологических шлифов позволила обработать большое количество больших шлифов, изготовленных в лабораториях ВНИГРИ, и произвести статистическую обработку полученного материала. На фото (Рис.2) приведен иллюстративный пример изменений, которые происходят в породной среде и формируют вторичные емкости в матрице карбонатных пород. Пустотное пространство исследуемых карбонатных пород составляют поры, каверны и трещины. Их морфология, размеры, приуроченность к различным компонентам породы позволяют судить о способе и времени их образования, участии в создании полезной емкости пород и путей фильтрации.

Неоднородность пород по плотности нередко вызывает осложнения при производстве буровых работ (резкое увеличение скорости проходки скважины) и в период эксплуатации залежи, т.к. в

первую очередь дренируются участки, обладающими наивысшими значениями пористости и проницаемости. Интервалы с ухудшенными коллекторскими свойствами включаются в работу лишь с увеличением депрессии на пласт. Для сложнопостроенных коллекторов прием статистического осреднения аномально неоднородных свойств пород может привести к грубым ошибкам не только при оценке геологических и извлекаемых запасов, но в результате такого среднестатистического подхода можно допустить крупные ошибки при выборе режима бурения, технологической схемы разработки, рационального использования долот.

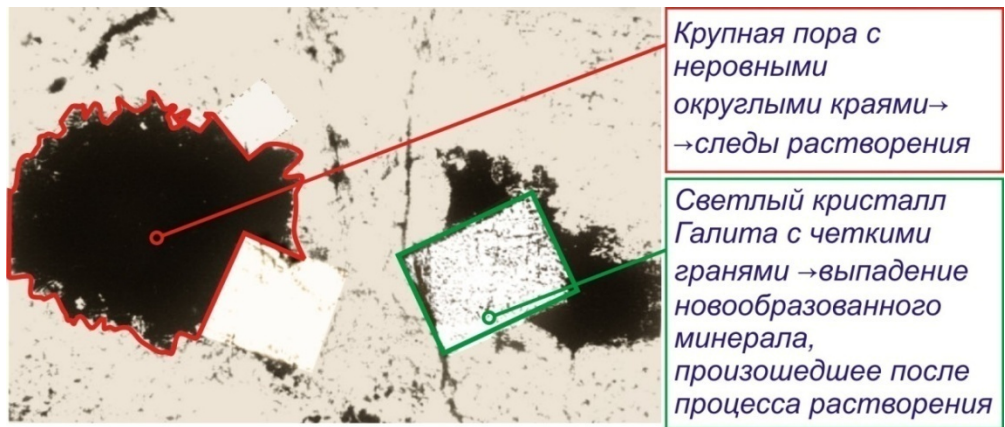


Рис. 2. Характерные черты вторичных процессов

В отмеченных скважинах разрез пород представлен органогенно-обломочными известняками, кристаллическими, в различной степени доломитизированными, доломитами, подчиненное значение имеют ангидриты, ангидрито-доломитовые породы. Пустотное пространство исследуемых карбонатных пород составляют поры, каверны и трещины. Их морфология, размеры, приуроченность к различным компонентам породы позволяют судить о способе и времени их образования, участии в создании полезной емкости пород и путей фильтрации.

Формирование коллекторских свойств рассматриваемых пород обуславливается как первичными условиями осадконакопления, так и вторичными постседиментационными преобразованиями. В рассматриваемых отложениях развиты как первичные, так и вторичные поры, образование которых тесно связано с генезисом самих пород и происходило на различных этапах литогенеза, - в седиментогенез, диагенез, катагенез, гипергенез. Первичные поры обязаны процессу седиментогенеза. Вторичные – постседиментационным преобразованиям – перекристаллизации, доломитизации, трещиноватости и

выщелачиванию и катагенетическим преобразованиям, носящими циклический характер и связанными с порционным приходом мультифазных флюидов в ловушку и становлением новых уровней водо-нефтяных контактов.

Главным результатом изменения карбонатного коллектора является появление в разрезе сильно измененных пропластков, залегающих на глубине от 2500 до 5200м и справедливо считающихся суперколлекторами с уникальными фильтрационно-емкостными свойствами [4,5]. Значения открытой пористости в них колеблются от 25 до 50%, а проницаемости – до 4 мкм². Здесь сильно развиты фильтрационные процессы.

Количественная оценка и выявление закономерностей изменения структуры порового пространства продуктивного коллектора, его фильтрационно-емкостных свойств в разрезе карбонатной толщи позволяет уточнить подсчетные параметры, выделить горизонтальные слои, не участвующие и слабо участвующие в нефтеотдаче, до начала бурения прогнозировать месторасположение зон с резкими колебаниями механической скорости, разработать новые и применить известные методы их проходки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Антипова К.А., Кулакова О.А.* Построение модели залежи на основании комплексного петрофизического исследования керна в сочетании со скважинными геофизическими данными. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд-во АИС, 2011. – Вып.1. – С. 15-21.
2. *Антипова К.А., Кулакова О.А.* Профилактика осложнений при бурении интервалов карбонатных суперколлекторов.-Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.-М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. -№4.- С.43-47.
3. *Ksenia Antipova, Olga Kulakova* FORECASTING OF HAZARDOUS LAYERS AT THE EXPLORATION WELLS DRILLING STAGE SPE.This paper was prepared for presentation at the SPE Arctic and Extreme Environments Conference & Exhibition held in Moscow, Russia, 15-17 October 2013, - Paper Number 166916-STU.
4. *Антипова К.А., Кулакова О.А.* Трансформации внутренней структуры карбонатных коллекторов. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд-во АИС, 2017. – Вып.8. – С. 81-91.
5. *Антипова К.А.* Реконструкция условий образования и залегания суперколлекторов на больших глубинах в результате фильтрации мультифазных флюидов.- Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.-М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. -№6.- С.27-33.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ КОРКИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПУТЁМ АНАЛИЗА КРИВОЙ ФИЛЬТРАЦИОННОГО ПРОЦЕССА

В.И.Никитин, А.В.Леонтьев

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
nikitinv@list.ru*

Ключевые слова: буровой раствор, промывочная жидкость, фильтрат, проницаемость, фильтрационная корка

В данной работе рассматривается методика по определению проницаемости фильтрационной корки на основании анализа математического описания фильтрационного процесса. Существующая методика по определению проницаемости корки с использованием дистиллированной воды не позволяет достоверно смоделировать фильтрацию в пластовых условиях. Поэтому на основании теста на фильтрацию с использованием фильтр-пресса, фиксируя показания фильтрации за различные временные промежутки, можно определить проницаемость корки для фильтрата. Используя эти результаты можно моделировать фильтрационный процесс и объём проникновения фильтрата в пласт с меньшей погрешностью. В работе также представлены как теоретические аспекты обсуждаемого вопроса, так и результаты экспериментальных исследований.

Под фильтрацией промывочной жидкости понимается проникновение под действием перепада давления жидкой фазы в вскрываемые проницаемые породы и формирование корки из твердой фазы раствора на стенке скважины и внутри порового пространства породы. Контроль фильтрации промывочной жидкости является одной из важнейших задач при промывке скважины [1]. Анализируя законы фильтрации, которыми описывается фильтрационный процесс в пластовых условиях можно сделать выводы о главных факторах, влияющих на показатель фильтрации. Среди них: избыточное давление, площадь фильтрации, время контакта жидкости с породой, вязкость фильтрата, толщина и проницаемость фильтрационной корки. Первые три фактора зависят от геологических и технологических условий вскрытия пласта на определённом месторождении. Вязкость фильтрата, толщина и проницаемость корки являются контролируемыми параметрами при проектировании жидкости вскрытия. Так как проникновение фильтрата в продуктивный пласт является фактором,

значительно снижающим проницаемость призабойной зоны пласта при эксплуатации скважины, то особенно важным является контроль объёма фильтрата, проникающего в пласт.

Проницаемость фильтрационной корки можно вычислить после проведения теста на фильтрацию на фильтр-прессе. Для этого после освобождения фильтрационного стакана от жидкости необходимо наполнить его на 1/3 дистиллированной водой и осторожно, не повредив внутренние слои, смыть верхние слои корки. Далее, заполнив стакан дистиллированной водой, собрать прибор и выполнить те же действия, что и при тесте на фильтрацию [2]. Далее проницаемость фильтрационной корки определяется из закона фильтрации Дарси как:

$$k_{mc} = \frac{Q\mu_e h_{mc}}{A\Delta p t}, \quad (1)$$

где Q - объём отфильтрованной дистиллированной воды за 30 мин, м³, μ_e - вязкость воды, Па·с, h_{mc} - толщина фильтрационной корки, м, A - площадь фильтрационной корки, м², Δp - перепад давлений, Па, создаваемый фильтрационной установкой, $t=1800$ с. Данный метод может давать весьма приближенные результаты, так как в процессе бурения через фильтрационную корку проникает фильтрат промывочной жидкости, который значительно отличается по физико-химическим параметрам от дистиллированной воды.

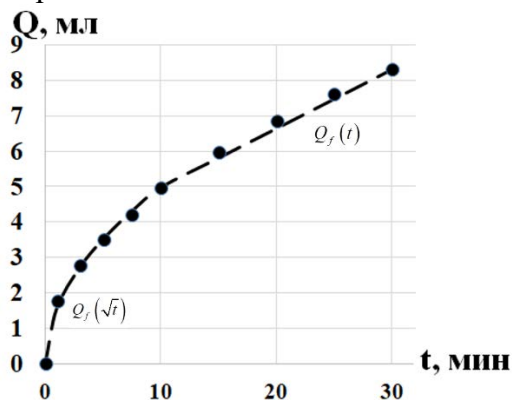


Рис. 1. – Аппроксимация фильтрационного процесса регрессионными уравнениями.

Может быть предложен другой метод по вычислению k_{mc} . Так как за время контакта промывочной жидкости с породой справедливы два закона фильтрации (Рисунок 1): фильтрация при формировании фильтрационной корки (линеен от квадратного корня по времени)

$Q_f(\sqrt{t})$ и фильтрацию через сформировавшуюся корку (линейно по времени) $Q_f(t)$, то предлагается вычислить k_{mc} через объём фильтрации промывочной жидкости на линейном участке скорости фильтрации, для которого будет верным закон Дарси [3,4]. Для этого необходимо определить начиная с какого момента времени фильтрационного процесса закон фильтрации становится линейным, то есть необходимо определить время формирования фильтрационной корки t_{const} . Исходя из вышеизложенного, для нахождения t_{const} используются методы корреляционного анализа, согласно которым, коэффициент корреляции при функциональной линейной зависимости $Q_f(t)$ приближается к 1: $R_{Q,t} \rightarrow 1$, следовательно, при проявлении нелинейности, как в случае $Q_f(\sqrt{t})$ значение коэффициента корреляции отдалается от 1. Таким образом, предложено вычислять коэффициент корреляции начиная с конца фильтрационного процесса ($t = 30 \text{ мин}$), то есть начиная с линейной связи и таким образом зафиксировать момент времени когда его скорость снижения значительно увеличивается. Применение данного подхода проиллюстрировано на рисунке 2. В тесте участвовали 5 промывочных жидкостей. Важно заметить, что коэффициент корреляции $R_{Q,t}$ чувствителен не только к нелинейным проявлениям функциональной зависимости, но и к влиянию случайных факторов, таких как погрешности измерений. Поэтому незначительные флуктуации следует интерпретировать как несовершенство методов измерений. Согласно данным замечаниям, по рисунку 2 видно, что значительное снижение линейной связи происходит в окрестности 10 мин. Так как формирование фильтрационной корки или плёнки является детерминированно-стохастическим процессом, то при конкретных условиях возможны отклонения от лабораторного случая, поэтому примем для рассматриваемых типов жидкостей $t_{const} = 10 \text{ мин}$.

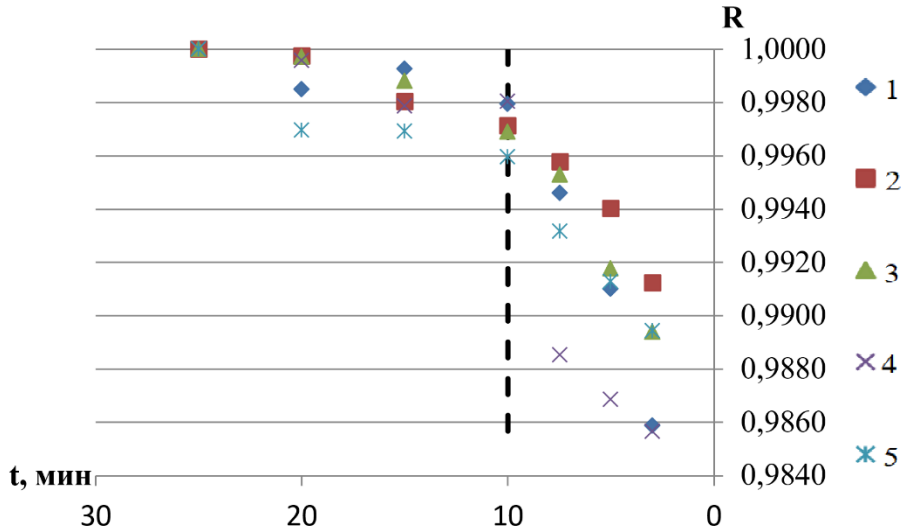


Рис. 2. – Изменение линейной связи $Q_f(t)$ на основании коэффициента корреляции для буровых растворов: 1) глинистый; 2) хлоркальциевый; 3) полимерглинистый; 4), 5) полимерные.

Теперь, для поредения проницаемости вместо t необходимо подставлять Δt на котором используется линейный закон, а вместо Q , ΔQ - объём жидкости, прошедший через фильтрационную корку за время Δt . Вместо μ_g следует использовать μ_f -вязкость фильтрата промывочной жидкости. Таким образом, вместо формулы (1) следует использовать:

$$k_{mc} = \frac{\Delta Q \mu_f h_{mc}}{A \Delta p \Delta t}. \quad (2)$$

Из преимуществ данного метода следует отметить тот факт, что нет необходимости ставить новый эксперимент по фильтрации дистиллированной воды, а вычисления производятся по уже имеющимся ранее данным. Также физически этот метод более оправдан, так как в скважинных условиях фильтруется не дистиллированная вода, а фильтрат промывочной жидкости.

Приведем сопоставление результатов вычисления проницаемости при 20°C по двум методикам: 1) при помощи фильтрации дистиллированной воды; 2) из анализа кривой фильтрационного процесса на фильтр-прессе (Рисунок 3.)

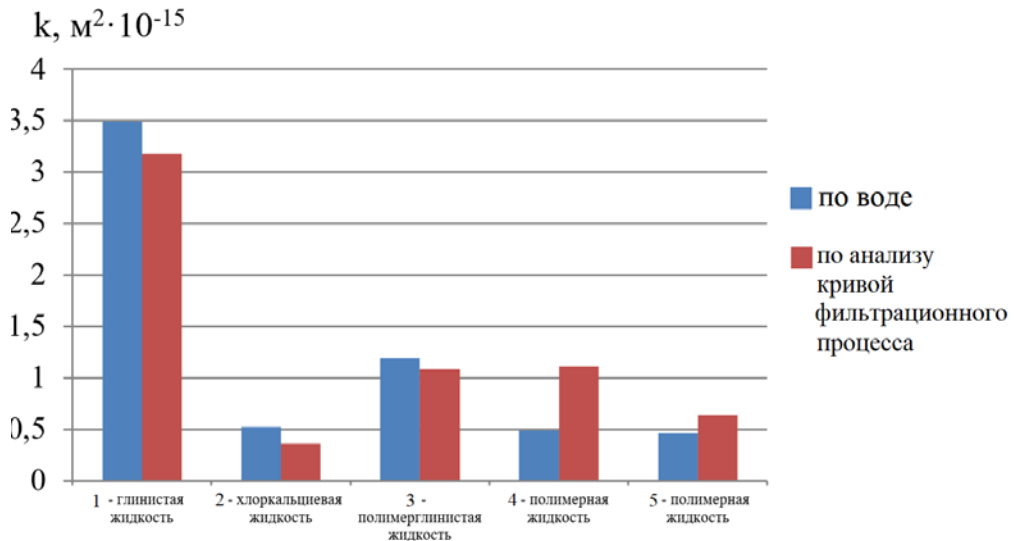


Рис. 3. – Проницаемость фильтрационной корки по воде и по анализу кривой фильтрационного процесса.

Показатели проницаемости, рассчитанные этими двумя способами, не являются одинаковыми. Следует заметить, что для полимерных буровых промывочных систем проницаемость фильтрационной корки, определенная по анализу кривой фильтрационного процесса, превышает проницаемость по воде. Данный факт объясняется тем, что динамическая вязкость фильтрата полимерной жидкости значительно выше вязкости воды, сложное химическое взаимодействие компонент жидкостей данного типа способствуют данному факту. Тем не менее, полимерные составы являются наиболее подходящими для вскрытия продуктивных пластов в силу минимального объёмного расхода фильтрата по сравнению с другими жидкостями вскрытия. Результаты применения предложенной методики следует использовать при моделировании фильтрации буровых промывочных систем в призабойной зоне пласта [5,6].

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Чураков, Н.Н. Подбор оптимальных параметров жидкости вскрытия продуктивного пласта Покровско-Сорочинского месторождения / Н.Н. Чураков, В.И. Никитин // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – №10. – С. 56-57.
2. Овчинников, В.П. Справочник бурового мастера. Том 1: учебно-практическое пособие / В.П. Овчинников [и др.] – Вологда: Инфра-Инженерия, 2006. – 608 с.
3. Никитин, В.И. Динамика проникновения фильтрата буровых промывочных систем на водной основе в пласт / В.И. Никитин, В.В.

Живаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – №11. – С. 40-42.

4. *Никитин, В.И.* Изучение скорости фильтрации буровых растворов при лабораторных исследованиях / В.И. Никитин, Милькова С.Ю., В. Бель Амур Оссиала // Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2017. – С.134-138.

5. *Живаева, В.В.* Модель для расчета радиуса проникновения бурового раствора при вскрытии пласта/ В.В. Живаева, В.И.Никитин // Современные наукоемкие технологии. – 2016. – №6. С. 250-254.

6. *Живаева, В.В.* Применение расчетного критерия для выбора жидкости вскрытия продуктивного пласта/ В.В. Живаева, Нечаева О.А., В.И.Никитин // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – №6. С. 48-50.

УДК 622.245.67

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СНИЖЕНИЕМ КОНТРАКЦИИ ЦЕМЕНТНОГО РАСТВОРА

И.Е.Платицын

*ООО НФ РН Бурение
ООО NF RN Burenie
г. Нефтеюганск, Россия
ivanplatitsyn@mail.ru*

Эффективность строительства нефтяной и газовой скважины определяется результативностью бурения, продуктивностью скважины, герметичностью и долговечности ее крепи и др. Повышенное внимание к креплению и, особенно к его качеству обуславливается тем, что этот процесс является завершающим этапом строительства скважин, и какие-либо неудачи при выполнении цементирования могут свести к минимуму все положительные достижения предыдущей работы.

Но, даже выполнив процесс цементирования с должным вниманием без возникновения неудач, герметичность цементируемого пространства может сильно отличаться от запланируемой. Это может произойти вследствие неотъемлемых явлений в процессе твердения. Процесс твердения — это сложный химический процесс в результате, которого образуются продукты твердения в виде кристаллов различной формы и размера. Со временем количество кристаллов увеличивается, что приводит к контактированию кристаллов между собой и в

дальнейшем к срастанию и твердению цементного камня. Эти процессы сопровождаются усадкой, и причиной этого является контракция. Контракцией называют явление уменьшения суммарного объема системы в химических или физических процессах. В результате контракции при гидратации портландцементов и других минеральных вяжущих веществ сумма истинных объемов конечных продуктов химических процессов меньше суммы объемов исходных продуктов. При этом объем твердой фазы в результате химических процессов, как правило, увеличивается, а кажущийся объем затвердевшей системы, включающий поры, может увеличиваться, или уменьшаться в зависимости от внешних условий. По природе процессов контракции ее разделяют на молекулярную и физическую[1-3].

Молекулярная контракция может быть рассчитана по формуле (1) [4]:

$$k = \frac{M_{1и} \cdot v_{1и} + M_{2и} \cdot v_{2и} + \dots + M_{ни} \cdot v_{ни} - (M_{1к} \cdot v_{1к} + M_{2к} \cdot v_{2к} + \dots + M_{нк} \cdot v_{нк})}{M_{1ит} + M_{2ит} + \dots + M_{нит}}, \quad (1)$$

где k – контракция, м³/кг; $M_{1и}, M_{2и},$

$M_{ни}$ – масса вступающих в реакцию компонентов исходного вещества, кг;

$v_{1и}, v_{2и}, \dots, v_{ни}$ – удельный объем компонентов исходного вяжущего вещества, м³/кг ($v = 1/\rho$);

$M_{1к}, M_{2к}, \dots, M_{нк}$ – масса новообразований кг;

$v_{1к}, v_{2к}, \dots, v_{нк}$ – удельный объем новообразований, м³/кг;

$M_{1ит}, M_{2ит}, \dots, M_{нит}$ – масса твердых компонентов исходного вяжущего вещества, кг.

Понятие «физическая контракция» охватывает круг явлений, связанных с межмолекулярным взаимодействием в жидкой фазе и на поверхности раздела фаз. Контракцией сопровождается адсорбция, сольватация и некоторые другие процессы.

Физическая контракция в твердеющих суспензиях вяжущих веществ может достигать значительных величин при большой удельной поверхности новообразований, которая характерна для твердения при относительно невысокой температуре. При более высоких температурах [1] образуются продукты гидратации с меньшей дисперсностью и с меньшей долей физической контракции.

При твердении портландцемента после полной гидратации суммарная контракция составляет $(5-7) \cdot 10^{-5}$ м³/кг. Чем больше воды связывается при гидратации, тем больше контракция. Поэтому цементы, содержащие повышенное количество алюминатных и алюмоферритных минералов, показывают большую контракцию при твердении. Кинетика контракции соответствует кинетике гидратации[4-6].

Контракция вызывает уменьшение внешнего объема цементной суспензии только в начальный период, когда в ней еще не образовалась достаточно прочная структура. После этого контракция непосредственно не влияет на внешний объем твердеющего тела. В результате контракции происходит частичное обезвоживание пор в цементном камне, если окружающая среда не содержит жидкости, или отсос жидкости из окружающей среды. Не все реакции фазообразования сопровождаются контракцией, в определенных условиях твердение может происходить с увеличением суммарного объема конечных продуктов по сравнению с исходными, т.е. с «отрицательной контракцией». Типичный случай представляет твердение известково-кремнеземистого цемента при высокой температуре, когда образуется ксонотлит. В реакции образования ксонотлита из $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и SiO_2 вода не присоединяется, а выделяется, чем и объясняется «отрицательная контракция». «Отрицательная контракция» может также возникать при твердении цемента, затворенного растворами солей, близкими к насыщению. В результате расходования воды на гидратацию поровая жидкость перенасыщается по отношению к соли и происходит выкристаллизация последней. При этом если при растворении соли наблюдалась контракция, то при кристаллизации из раствора, естественно, наблюдается соответствующее увеличение объема, т.е. «отрицательная контракция». Процесс контракции протекает даже при использовании расширяющих добавок [6]. Контракция может быть причиной ряда негативных явлений при тампонажных работах. К ним относятся подсос пластовых флюидов из окружающей среды в результате развития вакуума в поровой системе цементного камня, обезвоживание остатков глинистого раствора на непроницаемых породах и металле обсадных труб, твердения камня в межколонном пространстве или против непроницаемых пород может привести к усадке цементного камня, а это в свою очередь к образованию каналов по всему объему цементного камня и др. Для уменьшения контракции при невысоких температурах твердения в тампонажном цементе часть активного вяжущего вещества замещают инертным материалом. При этом, однако, снижается прочность, и ухудшаются некоторые другие свойства цементного камня. В заметной степени уменьшают контракцию добавки солей CaCl_2 и MgSO_4 , но они ускоряют схватывание и поэтому могут применяться только при пониженных температурах. При высоких температурах снижение контракции может быть достигнуто введением активных минеральных добавок, способствующих образованию ксонолита, например, смеси $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и SiO_2 в соотношении примерно 1:1 по массе.

Предлагается применение газвыделяющей добавки. Газвыделяющая добавка в процессе твердения выделяет газ. Выделившийся газ заполнит в цементе образующие за счет контракции

поры и компенсирует усадку, не давая возможности цементному раствору давать усадку в процессе твердения [9]. Газвыделение и контракция должны быть синхронны.

В качестве газвыделяющей добавки используется алюминиевая пудра. Для синхронизирования контракции и выделения газа используются вспомогательные добавки Az-1 и Az-2. Az-1 катион активная замедляющая добавка, Az-2 сильный окислитель, увеличивающий инкубационный период.

Опытным путем был получен состав смеси:

- реагент Az-1 добавлялся в 10% концентрации от алюминиевой пудры;
- реагент Az-2 добавлялся в 0,41% от сухой массы смеси;
- В/Ц=0,5;
- $m_{ПАП-1}=0,9г$;
- $m_{cc}=200г$.

Результаты эксперимента приведены на рисунке (рис.1).

При использовании добавок в комплексе был получен синергетический эффект, что позволило синхронизировать два процесса: процесс выделения газа и процесс образования контракции.

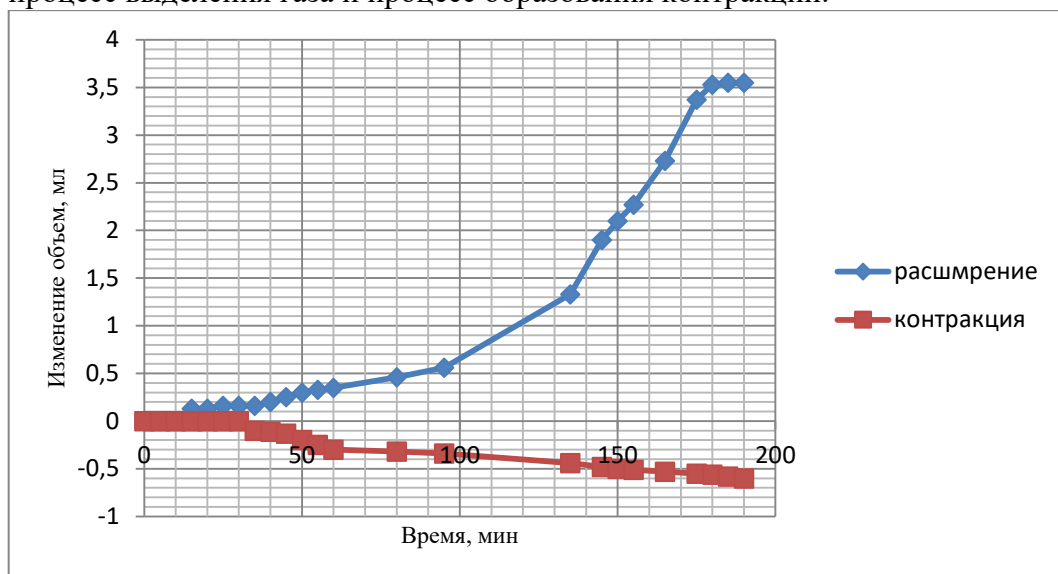


Рис. 1.1— График подавления контракции

Таким образом, данный состав позволяет подавить контракцию, ухудшающую крепление цемента. При этом можно полагать, что это позволит повысить качество цементирования межколонного пространства, исключив усадочные деформации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Логонова М.Е., Ли Линь, Бао Голян.* Анализ исследований по получению термостойких добавок для снижения водоотдачи цементных растворов. Труды Международной научно-практической конференции «Перспективы и инновации в горном деле». Минск, 2018
2. *Геранин М.П.* Перетоки газа в скважинах через цементный раствор // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: НТО ВНИИЭ Газпрома, № 8. - 1977. - 52 с.
3. *Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф.* Химия тампонажных и промывочных растворов: Учебное пособие. - СПб.: Недра, 2011.
4. *Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Каримов Н.Х., Мавлютов М.Р.* Повышение долговечности тампонажного камня в агрессивных флюидах нефтяных и газовых скважин. - Самара: РИА «Строительство», 1998. -250с.
5. *Агзамов, Ф. А., Акбулатов, Т.О., Сакаев, Р.М.* Учебно-методическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Заканчивание скважин» для студентов специальности 09.07 «Бурение нефтяных и газовых скважин». –Уфа: УГНТУ-2001
6. А.с. №1454959 СССР, МКИ³ Е21 В33/13. Способ цементирования обсадных колонн/ М.Р. Мавлютов, П.С. Шмелев, Ф.А.Агзамов и др.// №4216916/22-03; Заявл. 27.03.87; Оpubл. 30.10.89, Бюл.№4.
7. А.с. №1516599 СССР, МКИ³ Е21 В33/13. Способ цементирования скважин/ Ф.А. Агзамов, Н.Х. Каримов, С.Н. Рудденко и др.// №4376874/23-03; Заявл. 10.12.89; Оpubл. 23.10.89, Б.И.№39.
8. *Султанов Б.Д., Логонова М.Е.* Влияние добавок на реологические свойства буровых и тампонажных растворов// Международный научно-технический журнал «Теория. Практика. Инновации.» 2017, №12 (24), с.222 -226.
9. *Хакимов И.И., Логонова М.Е.* Экспериментальное изучение влияния водоцементного отношения на механизм возникновения газопроявлений вовремя ОЗЦ. Тезисы докладов XII Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Москва), 2018, с.118

УДК 662.245.124+556.314:553.98

**О СВЯЗИ ОСМОТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ С
УСТОЙЧИВОСТЬЮ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И
ГЕРМЕТИЧНОСТЬЮ КОЛОНН***Л.В.Ермолаева**Самарский государственный технический университет,**г. Самара, Россия**E-mail: bngssamgtu@mail.ru*

Гидрогеологические условия нефтяных месторождений характеризуются многообразием факторов: наличием в стратиграфических разрезах пластичных глин, обвалов и кавернообразований, отложений солей, трещиноватых горных пород и зон поглощений, осложненностью структур дизъюнктивными разломами, крутыми углами падения пластов, особенностью литологической характеристики пород и состава пластовых вод, присутствием в них агрессивных газов – сероводорода, углекислого газа.

Изучение связи геологических условий с возникновением негерметичности эксплуатационных колонн на месторождениях Татарии, Башкирии, Белоруссии, Узбекистана, Азербайджана и других районов посвящены работы ряда исследователей. Одним из видов нарушения является смятие обсадных колонн, которое происходит в результате действия горного давления и реологических свойств соленосных пород. При этом смятию колонн способствует коррозия, вызывающая уменьшение толщины стенок труб что приводит к снижению сопротивляемости обсадных колонн смятию.

Для месторождений Самарского Поволжья наиболее характерны нарушения целостности эксплуатационных колонн коррозионного вида. Разрушающее действие оказывают высокоминерализованные пластовые воды, присутствие сероводорода и углекислого газа. По данным исследования гидрогеологических промысловых материалов установлены нарушения герметичности обсадных колонн в интервалах глинистых пород склонных к обвалам и образованию каверн. Устойчивость глинистых отложений зависит от физико-химического состава, от степени её уплотнения горным давлением и активности дисперсионной среды промысловочной жидкости в скважине. Одной из причин нарушения устойчивости глинистой породы является действие осмотических процессов на границе раздела глины и жидкой среды [1].

С точки зрения сохранения качества промывочной жидкости сокращения расхода химических реагентов, повышения скорости бурения положительным является осмос, когда переток жидкости направлен из скважины в пласт. Однако такой процесс отрицательно сказывается на устойчивости глинистых отложений стенок скважины. Осмотический переток жидкости из пласта в скважину благоприятно сказывается на состоянии глинистых пород, обезвоживание повышает их устойчивость. Большое влияние на устойчивость глинистых отложений к осмотическому воздействию оказывает их начальная влажность. Малоувлажненные глины, содержащие до 5-12 % воды проходят начальную стадию гидратации и капиллярной пропитки. Максимальная устойчивость глинистой породы соответствует её влажности 6-8 % [2]. Следовательно, гидратация и начальная пропитка слабоувлажненных глин служит определяющим фактором, вызывающим изменение и разрушение устойчивости глинистой породы, т.е. происходит осыпание, обваливание в скважину, образование каверн.

В зонах каверн может происходить неполное вытеснение промывочной жидкости из каверн и, следовательно, отсутствие сцепления цементного камня с колонной и горной породой, т.е. низкое качество цементирования скважин. Такие условия приводят к образованию перетоков пластовых вод на границах горной породы и обсадной колонны с цементным камнем.

Перетоки минерализованных пластовых вод, содержащих ионы магния, кальция, натрия, сульфат ионы растворенные газы: сероводород, углекислый газ вызывают коррозию цементного камня и его разрушение. В интервалах каверн появляются ослабленные по прочности участки колонн, что способствует возникновению дополнительных изгибающих нагрузок. Воздействие агрессивных пластовых вод на напряженные участки при некачественном цементном камне приводит к коррозионному нарушению герметичности эксплуатационных колонн. Пластовые воды месторождений Самарского Поволжья в зоне затрудненного водообмена характеризуются коррозионной активностью, содержат ионы хлора, кальция, магния, натрия, калия, сульфат ионы, сероводород [3].

Интервалы кавернообразований приурочены к глинистым отложениям верейского, тульского, бобриковского горизонтов, в которых концентрируются нарушения целостности эксплуатационных колонн на месторождениях: Покровском, Мухановском, Кулешовском, Зольском, Сызранском.

Наибольшее количество нарушений, герметичности колонн происходит в верейских глинистых отложениях. Например, на Мухановском месторождении наблюдались нарушения целостности колонн в интервалах обвалов глин и образования каверн верейского

горизонта в ряде скважин: в скважине 329 на глубине 1466 – 1467м, в скважине 314 на глубине 1475 – 1476м, в скважине 809 на глубине 1474 – 1476м. по данным акустического цементомера (АКЦ) в зоне каверн отмечено плохое сцепление цементного камня с обсадной колонной. Следовательно, могут существовать каналы для перетока агрессивных пластовых вод башкирского горизонта по затрубному пространству вдоль эксплуатационной колонны. Геолого-геофизическая характеристика пород верейского горизонта и интервалы нарушений герметичности эксплуатационной колонны представлены на рисунке 1.

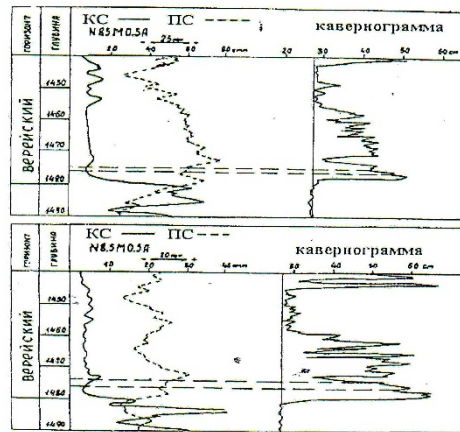


Рис.1 Геолого-геофизическая характеристика пород верейского горизонта и интервалы нарушений колонн.

Таким образом, осмотические процессы в скважине влияют на неустойчивость глинистых пород, их обваливание и образование каверн. В свою очередь высокоминерализованные сероводородные пластовые воды оказывают коррозионное действие и на цементный камень, и на эксплуатационные колонны в интервалах неустойчивых глинистых отложений. Образования каверн влияние на качество сцепления цементного камня с горной породой и колонной и возможности перетока коррозионных активных пластовых вод по заколонному пространству.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мовсумов А.А. Гидродинамические основы совершенствования технологии проводки глубоких скважин, - Недра, 1976. - 192 с.
2. Белов В.П., Андреев С.С., Ермолаева Л.В. Оценка осмотического действия жидкости на глинистую породу // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.- 1983.- №1-С.15-21.

3. Ермолаева Л.В. О влиянии гидрогеологических факторов на целостность обсадных колонн// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- 2013. №2- С.39-40

УДК 622.248.67

ЗАРЕЗКА ОБХОДНОГО СТВОЛА С КЛИНА-ОТКЛОНИТЕЛЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ СКВАЖИНАХ

А.А.Мухаметшин

ТатНИПИнефть
г.Бугульма, Респ.Татарстан, Россия
maa@tatnipi.ru

Ключевые слова: бурение скважин; осложнения; цементный мост; обходной ствол; клин-отклонитель; профильная труба; якорь.

В процессе проводки скважин часто встречаются участки несовместимые по условиям бурения, создающие различные осложнения: поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы пород, искривления ствола, желобные выработки [1]. Как выяснилось из теории трещиноватости пород часто эти осложнения связаны с тем, ствол бурящейся скважины попадает в трещину или каверну различной величины, встречающиеся практически во всех пластах различных исторических формирований литолого-стратиграфического разреза [2]. Для борьбы с такими осложнениями применяются различные технологии и технические средства от намыва инертных наполнителей до установки профильных перекрывателей [1]. Одним из способов является зарезка и бурение обходного ствола с цементного моста или с клина-отклонителя.

Технология зарезки и бурения обходных стволов с цементного моста известна и наиболее подробно описана в работе Р.М. Гилязова «Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами» [3], где приведены описания достоинств и недостатков этого способа.

В данной статье мы рассмотрим результаты работ по зарезке и бурения обходных стволов с применением клина-отклонителя БС-245 (рис. 1) [4], разработанного для вырезания «окна» в стенке обсадной колонны диаметром 245 мм и применяемого для борьбы с осложнениями в открытых стволах, пробуренных долотом диаметром 215,9 мм за 2014-2016 гг.

В состав БС-245 входит: клин-отклонитель с компоновкой фрез, гибкая труба, обратный клапан, утяжелённая бурильная труба (УБТ),

ориентирующий переводник, реперный патрубок и стальные бурильные трубы (СБТ).



а



б

Рис. 1 – Клин-отклонитель БС-245 для открытых стволов с глухим башмаком: а – клин, б – якорь из профильной трубы

Технология установки клина-отклонителя и зарезки обходного ствола осуществляется в следующей последовательности: сборка, спуск, ориентирование и установка клина-отклонителя с привязкой по глубине. Зарезка пилотной части обходного ствола компоновкой фрез: фреза оконная диаметром 200 мм и фреза, расширяющая диаметром 216,5 мм, роторным способом.

На основе информации, полученной от заказчиков (НГДУ) по результатам зарезки обходных стволов с цементных мостов и с клиньев-отклонителей БС-245 (таб. 1) произвели сравнительный расчет эффективности технологий по средним показателям, представленный в таб. 2.

Таблица 1

Затраты времени на установку клина-отклонителя и зарезку обходного ствола за 2014-2016 гг.

№ скв.	Площадь/месторождение (заказчик)	Интервал зарезки, м	Зенитный угол в интервале зарезки, град	Время проработки интервала установки клина, ч	Время зарезки обходного ствола, ч	Общее время на зарезку обходного ствола, ч
2014 г.						
997	Кулешовское месторождение (АО)	3032,0-3036,5	7,8	4,0	21,0	76,5

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

	«Самаран эфтегаз)					
979	Кулешовс кое месторож дение (АО «Самаран эфтегаз)	2871,0-2877,5	2	6,0	8,7	66,2
980	Кулешовс кое месторож дение (АО «Самаран эфтегаз)	2861,0-2865,5	9,36	7,5	20,7	61,4
631	Кулешовс кое месторож дение (АО «Самаран эфтегаз)	1827,0-1830,5	14	11,5	24,0	55,0
2015 г.						
18504 г	Восточно- Лениного рской площади (НГДУ «Азнакаев скнефть»)	1602,0- 1604,5	48,17	3,5	2,75	29,33
329	Кутушко го месторож дения (НГДУ «Нурлатне фть»)	1956,0- 1960,5	19	5,5	5,0	42,0
145	Сарбаево- Мочалинс кая площадь (УдмуртН ефтьБур)	1994,0- 1997,0	13,67	8,7	8,75	58,33
30502 г	Алькеевск ая площадь (НГДУ «Азнакаев скнефть»)	1683,0- 1686,0	45	4,5	4,5	35,4
34035 г	Чишминск ое месторож дение	1625,0- 1629,5	47	3,5	15	31,0

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

	(НГДУ «Джалиль нефть»)					
7653	Акташская площадь (НГДУ «Елховнефть»)	1895,0-1900,2	17	11,0	14	50,5
2016 г.						
304	Верхне-Ветлянское месторождение (АО «Самаранефтегаз»)	3031,5-3036	0	11,5	3,8	71,6
45	Ильменевское месторождение (АО «Самаранефтегаз»)	900,0-907,6	5	3,0	11,6	31,3
3	Верхне-Ветлянское месторождение (АО «Самаранефтегаз»)	3125,3-3129,8	0,8	7,0	9,2	66,8
3036	Мухановская площадь (АО «Самаранефтегаз»)	3011,5-3016,0	1,5	12,0	22,5	62,5
414	Боголюбское месторождение (АО «Самаранефтегаз»)	1489,7-1493,0	1,42	8,5	20,5	54,2
19	Низовское месторождение (АО «Самаранефтегаз»)	3109,0-3113,5	0,95	10,8	18,0	87,5
Средние показатели затрат времени на технологические операции				7,4	13,13	54,97

*50,5 – данные использованные для определения экономического эффекта технологий

Таблица 2
Сравнительные показатели эффективности технологий резки обходных стволов

Технология	Общее время на резку обходного ствола, ч	Общие затраты, рублей
С цементного моста	132,6	3316666
С клина-отклонителя	37,65	1700833
Фактическая экономия	94,95	1615833
Экономия в процентах	71,61	48,72

Результаты, представленные в таблице 2 подтверждают эффективность применения клиньев-отклонителей для борьбы с осложнениями по сравнению с технологией резки обходных стволов с цементных мостов: время на проведение технологических операций сокращается в 3,5 раза, а стоимость почти в 2 раза.

Не смотря на такие преимущества перед технологией резки обходных стволов с цементных мостов у этой технологии и оборудования имеются следующие недостатки:

- необходимость проработки ствола скважины перед спуском БС-245, что увеличивает затраты времени и не всегда гарантирует доставку клина-отклонителя в интервал установки, так как за время спускоподъёмных операций (СПО) в зонах поглощений успевает нарасти глинистая корка, препятствующая прохождению клина-отклонителя и способствующая его прилипанию к стенке скважины;

- невозможность проведения промывки и проработки скважины в процессе спуска клина-отклонителя в интервал установки;

- резка пилотной части обходного ствола компоновкой фрез, не предназначенной для работы по породе.

Для исключения этих недостатков в институте «ТатНИПИнефть» разработан клин-отклонитель КОТ-216 ОС (рис. 2) [5, 6], позволяющий:

- гарантированно, в безаварийном режиме доставлять его в расчетный интервал скважины, с возможностью проработки и промывки осложненных участков;

- исключить воздействие на якорь осевой нагрузки и крутящего момента, что позволяет с достаточной нагрузкой на долото прорабатывать и промывать зоны осыпаний, обвалов и сужений ствола скважины;

- надежно защитить «голову» клина от загрязнений и возможности заклинивания на резких перегибах ствола скважины вовремя СПО и проработок зон осложнений;

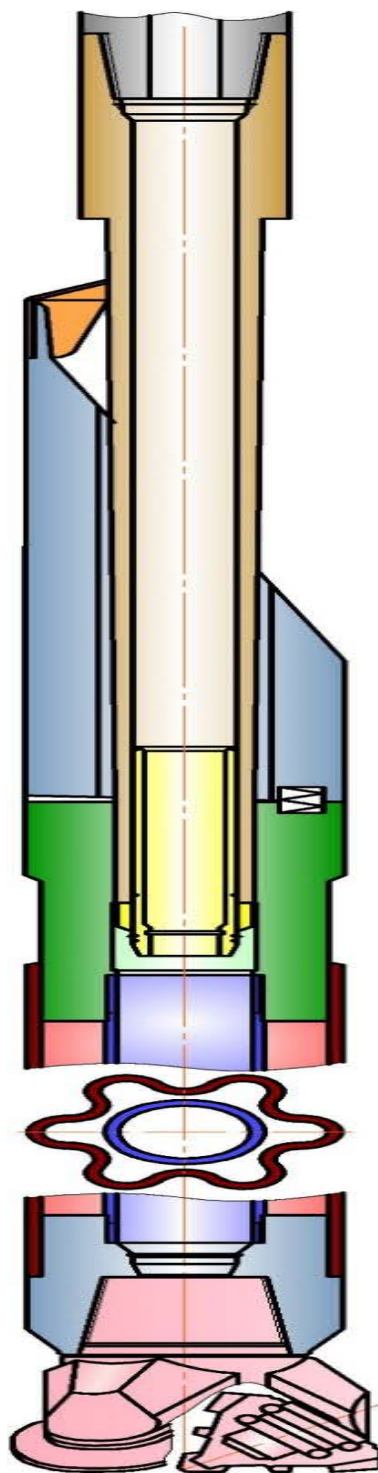


Рис. 2 – Клин-отклонитель КОТ-216 ОС для открытых стволов с возможностью проработки и промывки осложненных участков скважины

- обеспечить гарантированное освобождение посадочного инструмента с бурильной колонной после ориентирования его по азимуту и установки в расчетном интервале;

- после установки, отсечь нижний осложненный участок скважины без применения цементных технологий.

Экономический эффект складывается из сокращения технологических операций и СПО, исключения аварийных ситуаций, связанных с потерей клина-отклонителя в процессе его спуска в интервал установки и с невозможностью его ориентирования по азимуту, а также с исключением цементных технологий при зарезке обходных стволов.

Выводы

1 Разработанная технология зарезки обходных стволов из осложненных скважин и оборудование для её осуществления показали свою работоспособность и экономическую эффективность, особенно в скважинах, где осложнения, возникшие в процессе бурения основного ствола скважины невозможно ликвидировать другими способами.

2 Серийное изготовление оборудования высокой заводской готовности освоено в ООО «Перекрыватель» и создана служба сопровождения его применения в скважине.

3 Конструкция клина-отклонителя КОТ-216 ОС в процессе проработки ствола скважины позволяет передавать на долото осевые нагрузки и крутящий момент от ротора через бурильную трубу, находящуюся внутри якоря из профильной трубы и предохраняя его от смятия.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Абдрахманов Г.С.* Крепление скважин расширяемыми трубами. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – 268 с.

2. *Петухов А.В.* Методология изучения пространственной зональности трещинных коллекторов в связи с повышением эффективности поисков, разведки и разработки залежей нефти и газа: дисс....доктора геол.-минер. наук, 2003 г.

3. *Гилязов Р.М.* Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 255 с.

4. Пат. 2366793 РФ, МПК Е 21 В 7/08. Устройство для забуривания боковых стволов из скважины / А.А. Мухаметшин, Н.Г. Ибрагимов, Ф.Ф. Ахмадишин [и др.]; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2008114132/03 заявл. 10.04.2008; опубл. 10.09.2009, Бюл. № 25.

5. Пат. 2429335 РФ, МПК Е 21 В 7/08. Клино-отклонитель для забуривания боковых стволов из скважины / А.А. Мухаметшин, Н.Г. Ибрагимов, В.И. Зубарев [и др.]; заявитель и патентообладатель ОАО

«Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2010107626/03 заявл. 02.03.2010; опубл. 20.09.2011, Бюл. № 26.

6. Пат. 2650163 РФ, МПК Е 21 В 7/08. Клин-отклонитель для забуривания боковых стволов из необсаженных скважин / А.А. Мухаметшин, Ф.Ф. Ахмадишин, А.Л. Насыров; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2017124074 заявл. 06.07.2017; опубл. 09.04.2018, Бюл. №10.

ПРИМЕНЕНИЕ ПАКЕТОВ СИМВОЛЬНЫХ ВЫЧИСЛЕНИЙ ПРИ АНАЛИЗЕ СИГНАЛА МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ

А.А.Подъячев, В.И.Никитин

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

smtu@bizfix.ru, nikitinv@list.ru

Ключевые слова: Микросейсмика, гидроразрыв пласта, грп, мониторинг грп, обработка сигналов, эмиссия.

В работе представлен опыт обработки сейсмического сигнала при помощи современного математического программного обеспечения. Использование выбранного программного обеспечения обосновывается большим количеством встроенных функций для обработки сигналов, а также функций для статистической обработки больших массивов данных. Интерфейс программы и возможность расширенной настройки имеющихся функций также является достоинством выбранных программ по сравнению с языками программирования высшего уровня. Текущая версия программы Wolfram Mathematica позволяет использовать многоядерность процессора для параллельных вычислений, что значительно сокращает время, затрачиваемое на обработку многомиллионных массивов данных. Отмечено, что способы визуализации результатов вычислений позволяют производить 3D картирование местности с отображением сейсмических событий.

На сегодняшний день на территории страны выполняется свыше 14000 операций гидроразрыва в год. По некоторым оценкам, более половины вновь пробуренных скважин подвергаются стимуляции притока таким методом.

При этом одним из самых важных вопросов остаётся вопрос валидации модели – определение реальной геометрии получившейся сети трещин. Ответ на этот вопрос может дать микросейсмический мониторинг ГРП. С его помощью возможно определить местоположение каждого сейсмособытия возникающего в процессе разрыва.

При обработке сигналов с наземных датчиков возникает необходимость решения большого количества математических задач для построения адекватных моделей разрыва породы. Среди сложностей, возникающих на этапе обработки данных следует отметить необходимость работы с большими массивами данных. Таким образом, при частоте дискретизации 1000 Гц, полезный сигнал 60 минутной операции ГРП будет представляться массивами, суммарной длиной в $3N \times 3,6 \times 10^6$ элементов, где N - количество трёхкомпонентных приборов, ведущих запись по координатам x, y, z . Следует отметить, что для выделения фонового шума также производится запись и обработка сигнала до начала и после окончания ГРП, что значительно увеличивает объёмы данных.

На современном этапе развития компьютерных технологий правильный выбор программного обеспечения открывает доступ к использованию максимальных вычислительных ресурсов. Авторами данной статьи в качестве программного обеспечения выбран пакет символьных вычислений Wolfram Mathematica. Данная вычислительная система обладает множеством встроенных математических функций для решения широкого спектра задач. Также следует отметить, что динамическое развитие системы с каждой последующей версией дополняет набор функций для обработки сигналов и визуализации трёхмерных объектов.

Полученные на сейсморегистраторах данные, вместе в метаданными импортируются в Wolfram Mathematica. Помимо импорта можно использовать программу как конвертер массивов данных для выделения только информативных участков. Встроенные фильтры, такие как полосовой фильтр (BandpassFilter) и медианный фильтр (MedianFilter), при обработке исходного сигнала выделяют участки с наиболее выраженной сейсмической активностью. Для обнаружения первых вступлений возможных событий реализуется STA/LTA алгоритм [1], с использованием встроенных функций стандартизации (Standardize), нормирования (Norm) и оценки математического ожидания (Mean). Использование встроенных функций способствует более высокой скорости вычислений, по сравнению с «ручным» написанием программного кода. Сутью STA/LTA метода является определение отношения математического ожидания «короткого» сигнала к математическому ожиданию «длинного» сигнала, ему

предшествующего. На основании анализа последовательности результатов STA/LTA значений и выбора порогового приёмочного числа выделяются возможные сейсмические события (FindPeaks) (Рисунок 1).

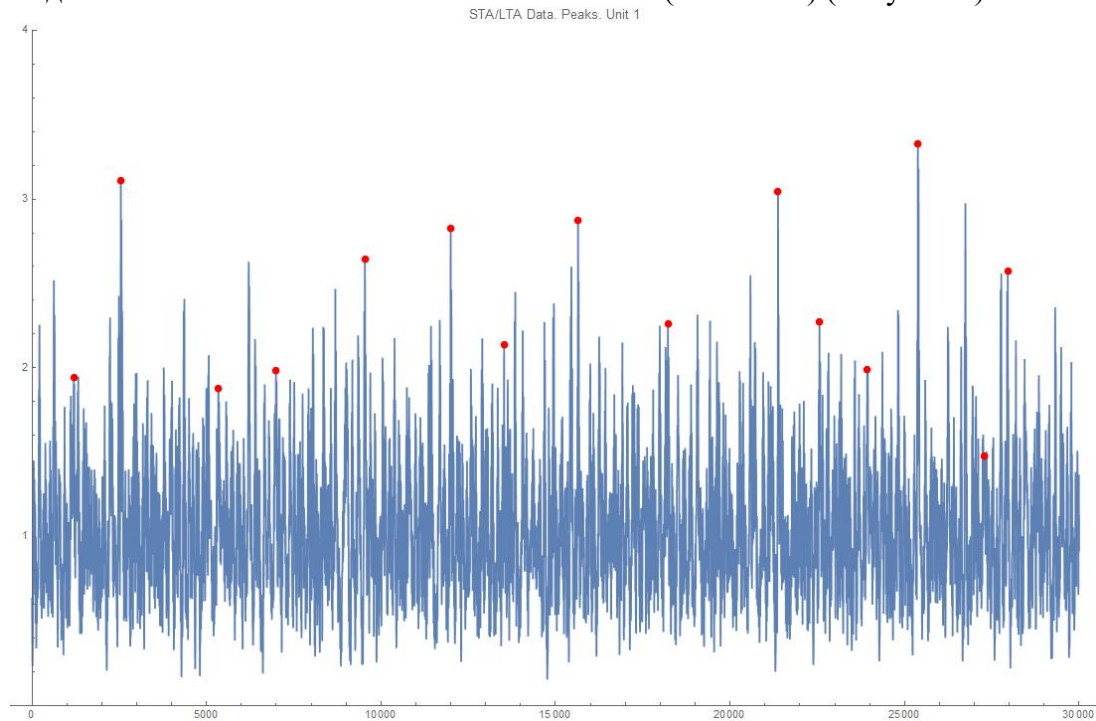


Рис. 1 – Вероятные микросейсмические события

Достоинством выбранного метода STA/LTA является учёт всех трёх компонент сигнала с одного датчика, фактически, вместо обработки одномерного сигнала получается фиксировать изменение значений по компонентам x, y, z , вычисляя норму соответствующего вектора поступающего сигнала.

Имея значения пиков с каждого датчика, вычисляются задержки события, для обнаружения координат источника. В этом случае координаты источника X, Y, Z определяются путём минимизации функционала[2]:

$$\Delta\tau_j = \frac{L_0}{V} - \frac{L_j}{V}, \quad (1)$$

где $\Delta\tau_j$ - задержка времени фиксирования события между опорным и j -ым прибором, V -скорость пробега волны, L_0 - расстояние от опорного прибора до очага события, L_j - расстояние j -го прибора до очага события. Заметим, что если скоростная модель V известна, то событие должно фиксироваться не менее чем на трёх приборах. Если событие обнаружено только на трёх приборах, то вместо минимизации

функционала вида (1) задача сводится к решению соответствующей системы уравнений. Если сигнал от возможного события зафиксирован на 4 и более приборах, то скорость V тоже может быть найдена путём минимизации вместе с координатами источника X, Y, Z . Для минимизации функционала вида (1) целесообразно использование метода наименьших квадратов, реализация которого в программном пакете выполняется с использованием функции `Minimize`. За опорный прибор принимается тот на котором данное событие зафиксировано раньше остальных. Окно поиска события по всем приборам стоит выбирать исходя из скоростной модели. Если событие зафиксировано менее чем на трёх приборах, то этих данных недостаточно для решения поставленной задачи и локальные максимумы функции `STA/LTA`, им соответствующие, можно соответственно убрать из рассмотрения.

На Рисунке 2 изображен результат применения описанного подхода к обнаружению сейсмических источников, с использованием выбранного программного продукта. Заметим, что данный подход можно использовать и в других задачах по локации источника микросейсмического события.

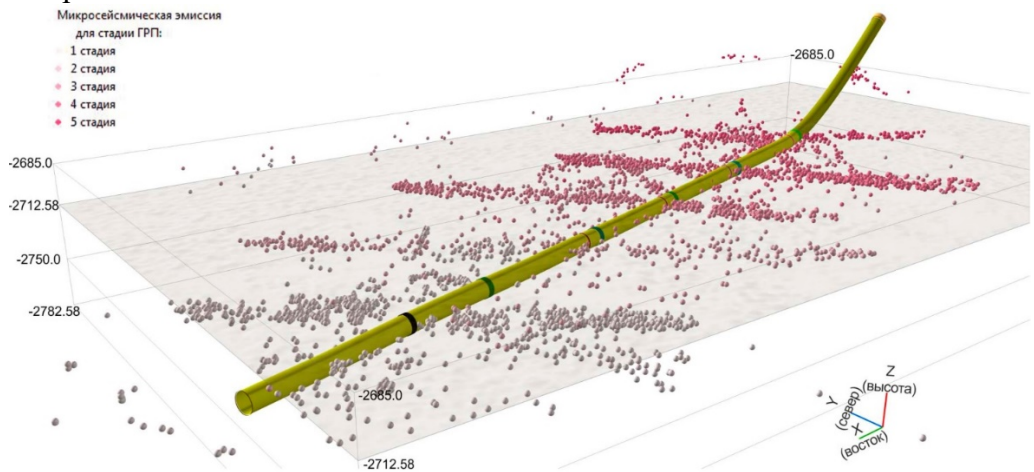


Рис. 2 – Визуализация результата обнаружения микросейсмических событий

При этом необходимо варьировать входные параметры используемых функций. Результаты работы алгоритма можно использовать в качестве входной информации о пласте-коллекторе при проектировании разработки месторождения, а также при уплотнении сетки разбуривания.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Красовский, А.А.* Цифровая обработка в Zetlab при идентификации параметров сейсмического сигнала // Цифровая обработка сигналов.- 2010.- №3.- С.70-76
2. *Берзон И.С., Епинатьева А.М., Парийская Г.Н., Стародубровская С.П.* Динамические характеристики сейсмических волн в реальных средах, Изд-во АН СССР, 1962
3. *Капустян Н. К.* Техногенные механические вибрации: параметры воздействий и наведенные процессы в земной коре. – Электронный научно-информационный журнал "Вестник ОГГГН РАН", 2001, № 4(19).

УДК 620.193.41

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ КИСЛОТНОГО СОСТАВА, ПРИМЕНЯЕМОГО ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН, НА ПРОЧНОСТЬ ОБРАЗЦОВ-БАЛОЧЕК ИЗ РАСШИРЯЮЩИХСЯ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ

В.А.Капитонов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия*

e-mail: kapitonovva@gmail.com

Аннотация. В статье приведены результаты исследований воздействия кислотных составов, применяемых при кислотных обработках призабойной зоны пласта эксплуатационных скважин, на цементные камень, изготовленный из расширяющихся тампонажных материалов (РТМ), отобранных со скважинных площадок бурящихся скважин.

Ключевые слова: коррозия цементного камня, воздействие соляной кислоты, прочность на изгиб, заколонные перетоки скважин.

**STUDYING THE EFFECTS OF THE ACID COMPOSITION
USED
IN THE DEVELOPMENT OF WELLS ON THE STRENGTH OF
SAMPLES-COTS FROM EXPANDING HARDWARE MATERIALS**

V.A. Kapitonov
Samara State Technological University,
Samara, Russian Federation

Abstract. The article presents the results of studies of the effect of acidic compositions, used in acid treatments of the bottomhole formation zone of production wells, on cement stone made of expanding cement materials (RTM), selected from the well sites of drilling wells.

Key words: corrosion of cement stone, exposure to hydrochloric acid, bending strength, behind-column overflows of wells.

В связи с наличием заколонных перетоков при эксплуатации скважин, было принято решение исследовать влияние кислотных составов на цементный камень, изготовленный из расширяющихся тампонажных материалов (РТМ), применяемых при цементировании эксплуатационных колонн.

Работа проводилась с пробами РТМ, отобранными со скважинных площадок четырёх кустов. Т. к. качество материалов может отличаться в зависимости от многих факторов:

- партии изготовления;
- продолжительности и условий хранения;
- способа отбора и доставки,

то образцы в данной статье были обезличены.

Порядок проведения работ включал:

- Приготовление образцов-балочек размером 40×40×160 мм цементного камня в соответствии с ТУ 5746-001-72225650-2007 «Расширяющийся тампонажный материал».

- Погружение от 2 до 3 образцов-балочек в кислотный состав, используемый для обработки призабойной зоны скважин на 2 ч.

- Определение прочности образцов, не подвергшихся воздействию кислоты и подвергшихся.

Методика приготовления и испытания образцов

Для каждой партии РТМ подбиралась растекаемость в соответствии с ГОСТ 26798.1 до получения значения не менее 200 мм.

Приготовление цементного теста выполнялось при помощи лопастного смесителя со скоростью вращения лопастного устройства (1500±100) об/мин в течение (180±5) с.

Приготовление образцов-балочек включало наполнение цементным тестом формы, подготовленных по ГОСТ 310.4, в два приёма при непрерывном ручном перемешивании его в чаше. Через 1 ч после наполнения формы избыток цементного теста срезался ножом вровень с краями формы. Форму с образцами покрывали металлической пластиной, которая прижималась к форме, и помещали в термостат, предварительно прогретый до $(22 \pm 2)^\circ\text{C}$. Режимная температура – 75°C . Через 24 ± 1 ч образцы вынимали, расформовывали и маркировали.

Определение предельной прочности цементного камня при изгибе осуществлялось после выдержки образцов либо в кислотном составе, либо в воде в течение 2 ч при комнатной температуре.

Анализ полученных результатов

Результаты испытаний приведены в табл. 1 и на рис. 1.

Таблица 1 – Сводные результаты испытаний

Номер образца	Водо-смесевое отношение	Растекаемость, мм	Прочность при изгибе в возрасте 1 сут., после выдержки в течение 2-х часов в указанной среде, МПа		Расхождение со средним, %
			вода	HCl	
1	0,4	243	6,2	6,3	0,8
2	0,35	250	5,4	6,1	6,1
3	0,35	250	6,8	7,2	2,9
4	0,45	250	9,7		3,5
	0,4	230		10,4	

Как видим из рис. 1 нахождение образцов цементного камня в кислотном составе не сказывается на снижении прочности образцов. Следует отметить, что по ГОСТ 26798.1-96 «Цементы тампонажные. Методы испытаний» при определении прочности на изгиб за результат принимают среднеарифметическое значение прочности на изгиб, полученное по трём образцам, если расхождение каждого из результатов не превышает 10 %. Самым большим расхождением между полученными данными в табл. 1 является – 6,1 МПа (см. последний столбец табл. 1). С учётом требований ТУ 5746-001-72225650-2007 «Расширяющийся тампонажный материал», предъявляемых к прочности при изгибе для образцов умеренных температур в возрасте 1 сут. – 3,5 МПа, все образцы соответствуют данным требованиям.

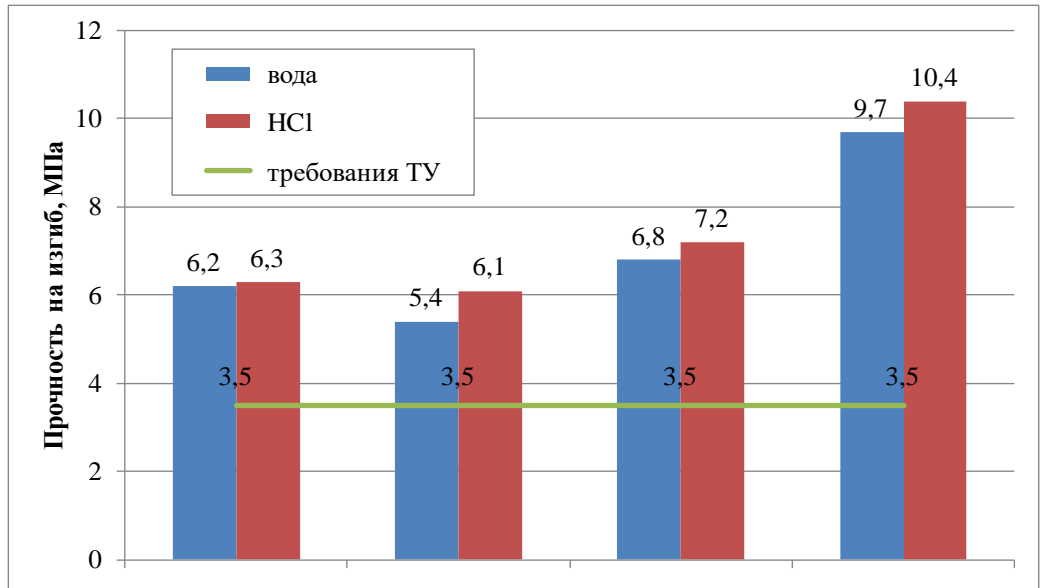


Рис. 1 – Сопоставление результатов испытаний

Ниже на рисунках 2 – 5 приведены фотографии образцов-балочек, приготовленных из тампонажного материала РТМ, в процессе и после испытания.



Рис. 2 –
Исходные образцы,
подвергшиеся
воздействию кислотного
состава



Рис. 3 –
Образцы, после 2-х
часов
выдерживания в
кислотном составе



Рис. 4 –
Внешний вид образца,
подвергшегося
воздействию
кислотного состава
(слева) и выдержанного
в воде (справа)

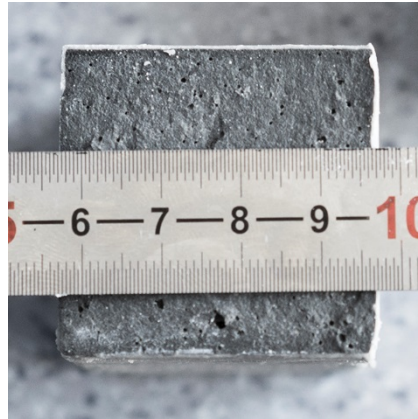


Рис. 5 – Излом образца, подвергнутого воздействию кислотного состава в течение 2-х часов (глубина проникновения кислоты не более 1 мм)

Внешний вид образцов, отобранных с различных месторождений, приведён на рисунках 6 – 8.



Рис. 7 – Излом образцов, подвергшихся воздействию кислотного состава



Рис. 8 – Сопоставление образцов, подвергшихся воздействию кислотного состава (сверху) и нет (снизу)



Рис. 9 – Сопоставление образцов, подвергшихся воздействию кислотного состава (слева) и нет (справа)

Как видим, для всех образцов, участвовавших в исследовании характерно неглубокое равномерное проникновение кислотного состава по площади образца (ориентировочно глубина проникновения не более 1 мм). Причём в местах, которыми образцы соприкасались с керамическим диском, на котором лежали в эксикаторе с кислотным составом, заметны зоны цементного камня, не подвергнутого воздействию с кислотным составом.

Выводы

Анализ воздействия кислотных составов на цементный камень показывает:

- Отсутствует снижение прочности по сравнению с образцами, находившимся в водной среде, по результатам испытаний на изгиб образцов-балочек размером 40×40×160 мм, приготовленных по ТУ 5746-001-72225650-2007 «Расширяющийся тампонажный материал».
- Требования, предъявляемые ТУ 5746-001-72225650-2007 «Расширяющийся тампонажный материал» к прочности образцов-балочек, выполняются.
- Воздействие кислотного состава осуществляется равномерно по поверхности образцов цементного камня с глубиной проникновения не более 1 мм.

УДК 622.244.084.34

МИКРОГИДРОДИНАМИКА ПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

О.Ф. Кондрашев

*Уфимский государственный нефтяной технический
университет,
Уфа, Россия,
kondr_of@mail.ru*

Сохранение продуктивных качеств коллекторов требует дополнительной информации о гидродинамических свойствах фильтрата в пористой среде, его микрогидродинамике, поскольку в этих условиях его структурно-механические и фильтрационные свойства, существенно отличаются от данных стандартной буровой реометрии [1, 2].

В связи с этим при проработке технологии бурения были проведены дополнительные исследования состояния фильтрата в пористой среде. Измерения проводились на оригинальной установке УГНТУ, позволяющей тестировать физические характеристики жидкости при моделировании природы породообразующих минералов, размеров поровых каналов и скоростей сдвига, характерных для эксплуатационных условий [1].

Объектами исследования служили безглинистые полисахаридные буровые растворы АНК Башнефть для Башкортостана и Западной Сибири [2, 3]. Программа эксперимента предусматривала изучение кинетики контактного взаимодействия в порах микронного размера, толщины граничных слоев и критических напряжений, ограничивающих фильтрацию жидкости в порах данного масштаба.

Анализ кинетики модификации фильтрата в порах микронного размера позволил выявить несколько принципиальных моментов (рис.1):

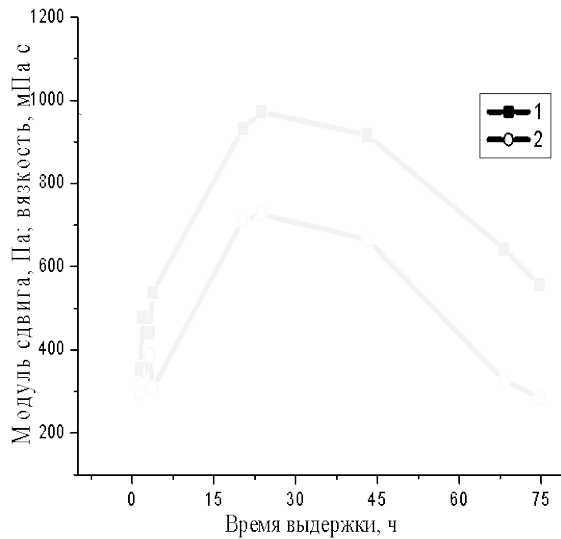


Рис.1. Кинетика упругих (1) и вязких (2) свойств полисахаридно-калиевого раствора в поре диаметром 1 мкм

- наличие упругих свойств, несвойственных жидкости в обычных условиях, указывает на некорректность применяемой вязкопластичной модели течения;
- вязкость фильтрата более чем на порядок превышает данные стандартных методик буровых растворов;
- консистентность жидкости немонотонно и неоднозначно зависит от времени контактного взаимодействия.

Отмеченное хорошо коррелирует с данными исследований подобных систем и отражает характерные стадии контактного взаимодействия. На первой, формирование адсорбционного слоя и ограничение подвижности полимерных звеньев в пристенной области макроскопически проявляется в усилении вязкоупругих аномалий жидкости. Уменьшение угла наклона рассматриваемых кривых и соответственно скорости структурообразования далее во временном интервале от 3 до 20 часов связано с формированием пространственной структуры полимолекулярного граничного слоя, коагулирующего поровые каналы и осложняющего массоперенос к границе раздела твердое тело-жидкость. В течение последующих 2-х суток фильтрат сохраняет достигнутый уровень неньютоновских аномалий. На последнем этапе снижение структурно-механических показателей фильтрата связано со старением структуры и ее биодеструкцией.

Исследование течения фильтрата в порах разного масштаба подтвердило более сложный невязкопластичный характер фильтрации и позволило установить пределы прочности фильтрата в зависимости от времени пребывания его в поре и размеров последней (рис.2). Точка перегиба рассматриваемых зависимостей определяет толщину граничного слоя

жидкости с аномально высокими структурно-механическими свойствами, снижающего эффективное сечение капилляров. Сопоставление полученных данных с планируемым уровнем репрессии (пунктирная линия) дало возможность оценить диапазон пор, надежно кольтатируемых данным раствором, продолжительность указанного эффекта и внести соответствующие коррективы в разрабатываемую технологию.

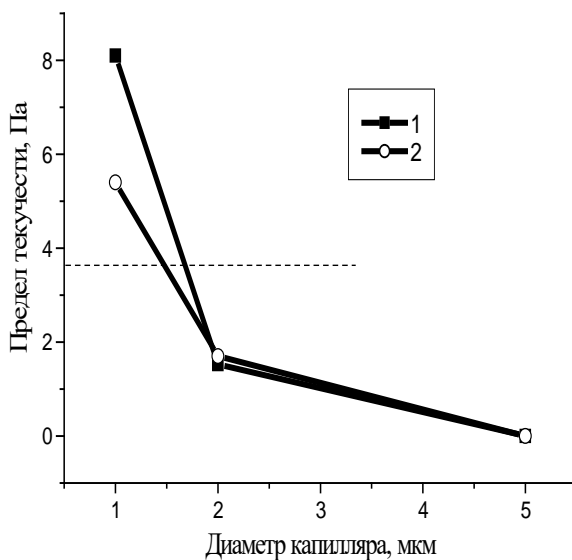


Рис.2. Зависимость предела текучести полисахаридно-калиевого раствора от времени и диаметра поры:

Необходимость учета микрогидродинамики при выборе типа и рецептуры бурового раствора можно проиллюстрировать на примере вскрытия карбонатных отложений Югомаш-Максимовской площади; для полимер-солевого раствора на основе ПАА производительность скважин оказалась ниже прогнозируемой, а гидродинамические и геофизические исследования показали двукратное снижение гидропроводности и наличие языков фильтрата [2, 3].

Проведенные нами исследования показали, что примененный раствор (рис. 3, кривая 1) в малопроницаемой пористой среде существенно уступает полисахаридно-калиевому образцу (кривая 2) по скорости структурообразования, и прочности формируемой структуры в течение первых двух суток и не создает надежного барьера, препятствующего загрязнению пристволенной области продуктами бурения на начальной стадии вскрытия.

Полученные данные по микрогидродинамике сравниваемых растворов позволили рекомендовать к применению биополимерный раствор, уточнить его рецептуру и обеспечить удвоение производительности скважин при вскрытии продуктивного пласта горизонтальными скважинами на равновесном дифференциальном давлении с сохранением его первоначальных фильтрационно-емкостных характеристик [1, 2].

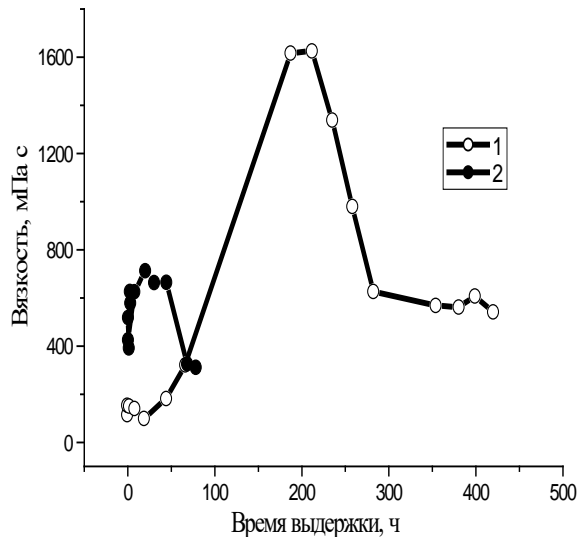


Рис. 3. Кинетика вязких свойств полимер-солевого (1) и полисахаридно-калиевого (2) растворов в поре диаметром 1 мкм

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кондрашев О.Ф. Физико - химическая механика безглинистых буровых растворов //Изв. Вузов. Сер. Нефть и газ. 2006. № 4. С. 18-24.
2. Андресон Б.А., Гилязов Р.М, Гибадуллин Н.З., Кондрашев О.Ф. Физико-химические основы применения безглинистых полисахаридных растворов для заканчивания скважин. Уфа: Монография, 2004. 250 с.
3. Андресон Б.А., Гилязов Р.М. Буровые растворы на полигликолевой основе для бурения и заканчивания скважин. Уфа: Изд. УГНТУ, 2001. 88 с.

УДК 622.245.67

**ПРИМЕНЕНИЕ ВЯЗКОУПРУГИХ ПОДВИЖНЫХ
ПАКЕРОВ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН***А.И.Николаев, М.С.Шайбеков, В.С.Мусин
Ф.А.Аззамов.**Уфимский государственный нефтяной технический
университет
Уфа, Россия*

Одной из серьезных научно-технических проблем при строительстве скважин является обеспечение высокого качества крепления скважин, которое настоящее время очень часто является неудовлетворительным. И чаще всего это связано с не герметичностью затрубного пространства, которое приводит к межпластовым перетокам флюидов, проявлениям и другим осложнениям, и авариям.

Проблема надежного разобщения пластов и цементирования обсадных колонн занимает важное место при строительстве скважин, при этом не переменным условием является герметичная изоляция заколонного пространства, предупреждающая проявления пластового флюида на протяжении всего срока службы скважины и требующая качественно нового подхода к креплению скважин [1-2].

Основные виды осложнений, которые возникают при креплении газовых скважин, специфичны и почти не встречаются при креплении скважин, предназначенных для добычи нефти, и связаны с более высокой проникающей способностью газа по сравнению с нефтью или водой [3].

Последствиями негерметичности крепи скважин в ранние сроки твердения тампонажных растворов, как правило, являются газопроявления, а в более поздние (через несколько месяцев после цементирования или сразу же) - межколонные давления за счет образования каналов, либо по самому цементному камню, либо по контактными зонам цементный камень - обсадная колонна, цементный камень – порода [4]. В последние годы частота и интенсивность заколонных проявлений в скважинах снизились благодаря совершенствованию технологии цементировочных работ, обеспечению герметичности резьбовых соединений колонн и другим мероприятиям. Однако число скважин, особенно газовых, в которых возникают заколонные проявления, еще велико.

По причинам возникновения газопроявления подразделяются на две основные группы:

- проникновение газа в межтрубное пространство при эксплуатации газовой скважины из-за негерметичности обсадной колонны и обвязки устья;

- проникновение газа из пласта через кольцевое пространство, заполненное тампонажным и буровым растворами, непосредственно после окончания тампонажных работ [5-7].

Часто применяемые заколонные пакеры имеют низкую эффективность в открытом стволе скважины. В этих условиях перспективным является применение вязкоупругих подвижных пакеров (ВУПП), устанавливаемых за обсадной колонной в заданном интервале [8]. ВУПП благодаря возможности использования в стволе скважины любой конфигурации и требуемой протяженности имеют несомненное преимущество перед традиционными гидравлическими и механическими пакерами, установленными на обсадных колоннах [9].

Мы предполагаем, что применение вязкоупругого пакера является одним из наиболее надежных методов предупреждения межколонных давлений и газопроявлений. Идея состоит в том, чтобы в затрубном пространстве создать пакер в виде подвижной вязкоупругой пачки высотой 5-10 метров, находящейся между порциями цементного раствора и преграждающий путь газу, поднимающемуся по затрубному пространству. При этом одним из важных требований ВУПП является высокая прочность геля, которая не позволит перетекать цементному раствору под пакер. Вторым требованием является отсутствие высыхания пакера в результате контракции твердеющего тампонажного раствора.

Традиционно вязкоупругие системы готовят на основе высокомолекулярных полимеров, сшитых солями поливалентных металлов. Для придания специфических свойств в них дополнительно вводятся различные наполнители и добавки. Наибольшее распространение нашли вязкоупругие системы на основе полиакриламида с использованием в качестве сшивателя сернокислого алюминия. В качестве наполнителя также может быть использован бентонит или натрий олеиновокислый.

Для получения ВУПП в экспериментах использовались: полиакриламид,

сернокислый алюминий и техническая вода

Для выбора структурообразователя были проведены специальные эксперименты с несколькими типами полиакриламида. Наилучшие результаты показал FlodrillPam 1040, который образует наиболее гелевую структуру, обладающей достаточной прочностью и текучестью.

В зависимости от требуемой вязкости ВУПП для получения ВУС (в расчете на 100 грамм ВУС) использовалось:

- 6-8 грамм полиакриламида (FlodrilPam 1040)
- 1-2 грамм сернокислого алюминия ($Al_2(SO_4)_3$)
- 90-93 грамм воды

Отрицательным фактором первых испытанных рецептов ВУПП можно считать, небольшое водоотделение, появившееся спустя двое суток. Отделение воды от полученной гелевой структуры приводит к преждевременному высыханию, нарушению прочности и текучести ВУПП. Для устранения данной проблемы в ВУПП необходимо было добавить наполнитель, который должен удерживать воду. Для того было рассмотрено 2 метода.

Первый - замена воды на бентонитовый раствор.

Второй – перед вводом полимера в воду добавить натрий олеиновокислый на основе олеина Б ($C_{18}H_{33}O_2Na$).

При применении одного из этих методов водоотделение прекратилось.

Для проверки возможности перетекания цементного раствора по стенке скважины под ВУПП была создана модель затрубного пространства.

Эксперименты показали, что при использовании предложенных рецептов ВУПП перетекания цементного раствора не происходит, поскольку ВУПП обладает достаточными упругими свойствами [9].

Вязкоупругий пакер является подвижным и имеет следующие достоинства перед механическим: возможность установки в любом участке; простота приготовления и доступность компонентов; возможность изменения форму и длины, малотоксичность при применении. ВУПП в герметичном пространстве практически не приводит к уменьшению его объема. При контакте с водой ВУПП обладает эффектом расширения. Разработанный состав ВУПП является высокотехнологичным, отличается легкостью приготовления и не вносит существенных изменений в процесс цементирования.

Таким образом, замена традиционных заколонных пакеров подвижными вязкоупругими позволит исключить затрубные газопроявления в период ОЗЦ. Приведены результаты разработки и испытаний рецептов вязкоупругих составов для применения в качестве подвижных пакеров.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. А.с. №1454959 СССР, МКИ³ E21 В33/13. Способ цементирования обсадных колонн/ М.Р. Мавлютов, П.С. Шмелев,

Ф.А.Агзамов и др.// №4216916/22-03; Заявл. 27.03.87; Оpubл. 30.10.89, Бюл.№4.

2. А.с. №1516599 СССР, МКИ³ E21 В33/13. Способ цементирования скважин/ Ф.А. Агзамов, Н.Х. Каримов, С.Н. Рудденко и др.// №4376874/23-03; Заявл. 10.12.89; Оpubл. 23.10.89, Б.И.№39.

3. *Геранин М.П.* Перетоки газа в скважинах через цементный раствор // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: НТО ВНИИЭ Газпрома, № 8. - 1977. - 52 с.

4. *Хакимов И.И., Логинова М.Е.* Экспериментальное изучение влияния водоцементного отношения на механизм возникновения газопроявлений вовремя ОЗЦ. Тезисы докладов XII Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (Москва), 2018, с.118.

5. *Логинова М.Е., Ли Линь, Бао Голян.* Анализ исследований по получению термостойких добавок для снижения водоотдачи цементных растворов. Труды Международной научно-практической конференции «Перспективы и инновации в горном деле». Минск, 2018

6. *Султанов Б.Д., Логинова М.Е.* Влияние добавок на реологические свойства буровых и тампонажных растворов// Международный научно-технический журнал «Теория. Практика. Инновации.» 2017, №12 (24), с.222 -226.

7. *Грачев В.В., Леонов Е.Г., Малеванский В.Д.* Проницаемость столба цементного раствора в периоде ОЗЦ/Разработка газовых и газоконденсатных месторождений, №7.-М.:1970.-С9-16

8. *Морозов Д.В.* Повышение эффективности применения вязкоупругих подвижных пакеров при цементировании обсадных колонн. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа - 2007.

9. *Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Каримов Н.Х., Мавлютов М.Р.* Повышение долговечности тампонажного камня в агрессивных флюидах нефтяных и газовых скважин. - Самара: РИА «Строительство», 1998. -250с.

УДК 622.532.546.544.722.1

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОЛИСАХАРИДНЫХ РАСТВОРОВ

О.Ф. Кондрашев

*Уфимский государственный нефтяной технический
университет,
Уфа, Россия,
kondr_of@mail.ru*

Промысловые жидкости подобного типа, разработанные в АНК Башнефть [1], представляют собой сложные дисперсные системы из полисахаридов-полиэлектролитов (крахмал Фито-РК, ксантановый биополимер КК и др.), ПАВ, ингибиторов (полигликоли, хлориды калия или магния), смазочных добавок (Сонбур-1101 или нефть), биоцидов и минерализованной воды.

Дисперсное состояние таких систем определяется, в основном, электростатическим и гидрофобным взаимодействием внутри и на границе раздела жидкость – твердое тело. Информация о специфике и механизме влияния адгезионно-когезионных сил на характеристики системы дает возможность оперативного регулирования ее эксплуатационных характеристик с помощью функциональных добавок.

Для решения этого вопроса были проведены специальные исследования микрореологических (в масштабе поры) свойств безглинистых полисахаридно-калиевого (1) и эмульсионно-гелевого (2) растворов, качественно и количественно отличающихся составом функциональных добавок (таблица).

Таблица

Содержание ингибиторов и смазочных добавок

Образец раствора	Ингибиторы	Смазочная добавка
1	Гликойл, КСl (3 %)	Сонбур-1101
2	КСl (5 %), MgCl ₂ (10 %)	Нефть

Измерения выполнялись на установке УГНТУ, позволяющей изучать вязкоупругие параметры растворов в порах - узких зазорах, скоростях сдвига и температурах, отвечающих эксплуатационным условиям [2].

Анализ полученных данных показал, что концентрационные зависимости вязких свойств полисахаридных растворов в узких зазорах

имеют полиэкстремальный характер (рис. 1). Сравнимые образцы отличаются типом ингибиторов, которые в данном случае определяют интенсивность адгезионно-когезионного взаимодействия. Менее полярные компоненты – смазочные добавки здесь малосущественны.

Известно, что при высокой минерализации растворов ВМС их вязкость обычно снижается вследствие нейтрализации противоионами солей зарядов функциональных групп макромолекул и сворачивания последних в клубки. Эффект усиливается с увеличением валентности ионов [3].

В нашем случае вплоть до 0,1 % концентрации биополимера

наблюдается, напротив, повышение consistency образцов, свидетельствующее об усилении электростатического отталкивания полярных звеньев макромолекул и их разворачивании, что возможно в случае компенсации зарядов и их инверсии.

Следует подчеркнуть, что изменение вязкости, удельной электрической проводимости растворов, светопоглощения в высокомолекулярных полиэлектролитах (КМЦ, Магнафлок и др.), связанное с компенсацией и последующей перезарядкой полярных групп полимеров при высоких концентрациях противоионов, отмечается и в других независимых исследованиях [3].

Дальнейшее увеличение доли биополимера до 0,25 %, как видно, сопровождается снижением вязкости в силу дефицита противоионов и компенсации полярных групп без их инверсии.

В области более высоких концентраций ВМС рост consistency растворов связан с увеличением дефицита противоионов и интенсивности электростатического взаимодействия, приводящего вновь к разворачиванию макромолекул.

Влияние контактного взаимодействия жидкости с твердым телом, которое, как правило, не фиксируется средствами стандартной буровой реометрии, наглядно иллюстрирует кривая 3.

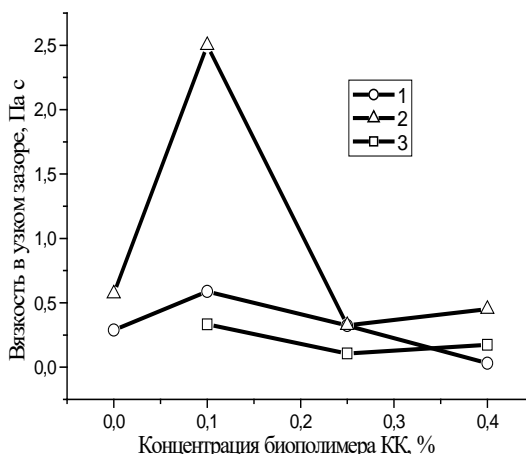


Рис.1 Концентрационные зависимости вязкости полисахаридно-кальевого (1) и эмульсионно-гелевого (2,3) растворов узком зазоре 2 (1,2) и 5

Меньшие аномалии полисахаридно-калиевого раствора обусловлены более низкими валентностью и концентрацией ионов солей. Кроме того, этому способствует и наличие органического ингибитора – полигликоля, сольватирующего противоионы соли и снижающего их активность [4].

Для оценки изучаемых факторов на фильтрационные характеристики, были проведены соответствующие исследования течения полисахаридных растворов в узких зазорах различной величины (рис.2). Установлено, что в этих условиях течение жидкости

принципиально

отличается от псевдопластического, свойственного растворам данного типа в объеме. Видно, что по мере увеличения доли биополимера слабо структурированная жидкость (кривая 1) трансформируется в прочную твердообразную структуру с наличием критических напряжений сдвига - пределов упругости ($\tau_{к1}$) и прочности ($\tau_{к2}$). Первый определяет начальные условия движения жидкости в поровом канале, другой – разрыв ее сплошности. Типичным признаком последнего является наличие на кривых течения нескольких S-образных участков, фрагменты которых ориентированы нормально или под отрицательным углом к оси напряжений. Это означает, что в данном режиме течения скорость возрастает при понижении напряжения сдвига.

Известно, что подобный эффект присущ в обычных условиях концентрированным системам - суспензиям, растворам полимеров или их расплавам [5]. В нашем случае, в разбавленных растворах этот эффект возникает при контактном взаимодействии с породой и не обнаруживается стандартными средствами. Не останавливаясь на подробном описании механизма этого явления, подробно изложенного в [5], рассмотрим лишь его прикладные аспекты. Разрыв сплошности, возникающий во входном сечении порового канала, препятствует распространению критического давления на остальной объем поровой жидкости, усиливая тем самым изолирующие качества фильтра, который в этих условиях способен выдерживать закритические перепады давления.

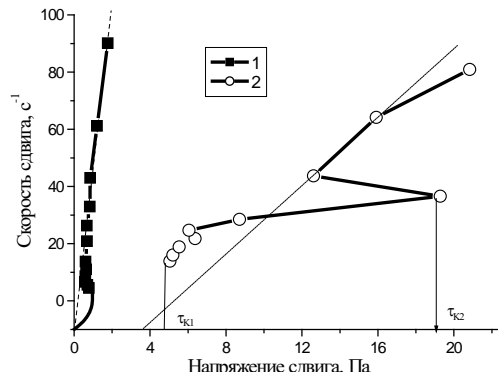


Рис. 2 Кривые течения полисахаридно-калиевых растворов с разным содержанием биополимера после 24 часов выдержки в узком зазоре 2 мкм:

Следует подчеркнуть, что отмеченное принципиально отличает вязкоупругие жидкости от вязкопластичных, которые в подобных условиях теряют свои антифильтрационные качества, способствуя прорыву фильтрата и загрязнению пристволенной области.

Необходимо указать, что при освоении скважин преимущества вязкоупругих систем могут стать их недостатком по той же самой причине; снижение эффективного давления из-за разрыва сплошности будет уже затруднять извлечение фильтрата.

Резюмируя изложенное, можно отметить, что контактные явления на границе жидкость – твердое тело, которые не обнаруживаются стандартными методиками анализа, играют определяющую роль в подземной гидродинамике технологических жидкостей и их необходимо учитывать уже на стадии разработки новых образцов. Для этого необходимы и новые инструменты – методики и измерительная техника, позволяющие, в отличие от длительных и трудоемких фильтрационных исследований, проводить экспресс-оценку влияния межфазных взаимодействий на эксплуатационные характеристики.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Андресон Б.А., Гилязов Р.М.* Буровые растворы на полигликолевой основе для бурения и заканчивания скважин.-Уфа: Изд. УГНТУ, 2001. 88 с.
2. *Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У.* Модификация структурно-механических свойств полимеров в пористой среде. М.: Геоинформак, 2000. 56 с.
3. *Барань Ш.* Взаимодействие высокомолекулярных флокулянтов с ионогенными ПАВ// Коллоидн. журн., 2002, т. 64, № 5, с. 591-595.
4. *Плетнев М.Ю.* О природе взаимодействия в растворе смесей неионогенных и анионных ПАВ//Коллоидн. журн. 1987, т. XLIX, № 1. С. 184-187.
5. *Урьев Н.Б.* Высококонцентрированные дисперсные системы.- М.: Химия, 1980. 320 с.

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОЛНЫХ И
КАТАСТРОФИЧЕСКИХ ПОГЛОЩЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ
СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ
СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ В САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ**

К.А. Шиповский, М.Е. Коваль, В.С. Циркова

*ООО «СамараНИПИнефть»
Самара, Россия
ShipovskiyKA@samnipineft.ru*

Ключевые слова: бурение, полное поглощение, рифовые формации, турнейский, фаменский и верхне-франский ярус.

Одной из наиболее актуальных проблем при бурении скважин на месторождениях Самарской области являются полные и катастрофические поглощения буровых растворов. Возможность своевременного прогнозирования зон полных и катастрофических поглощений при проектировании строительства скважин представляется весьма актуальной задачей.

Вопрос прогнозирования зон поглощений рассматривается на стадии подготовки геологического и технического заданий на проектирование, в процессе разработки проектной и рабочей документации на строительство скважин. В большинстве случаев при прогнозировании зон осложнений применяется метод анализа результатов бурения скважин на одном или нескольких близлежащих месторождениях, изучается геологическая, геофизическая и технико-технологическая информация по пробуренным скважинам. Данный метод имеет существенный недостаток: в его рамках анализируются только локальные случаи поглощений на отдельных месторождениях. При этом нет цельного представления о региональных зонах поглощения, основанного на фактических материалах по пробуренным скважинам на различных месторождениях и учитывающего особенности геологического строения Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Для повышения эффективности прогнозирования зон осложнений в карбонатах турнейского, фаменского и верхне-франского ярусов выполнен анализ фактических интервалов поглощений бурового раствора различной интенсивности по скважинам, пробуренным за период 2009-2017 годов по 57 месторождениям, расположенным в ККСП Самарской области. При этом полные и катастрофические поглощения были привязаны к её конкретным геологическим элементам.

На рисунке 1 представлена типовая схема геологического строения ККСП с выделением её основных элементов: осевой и шельфовых зон, турнейских и девонских бортов.

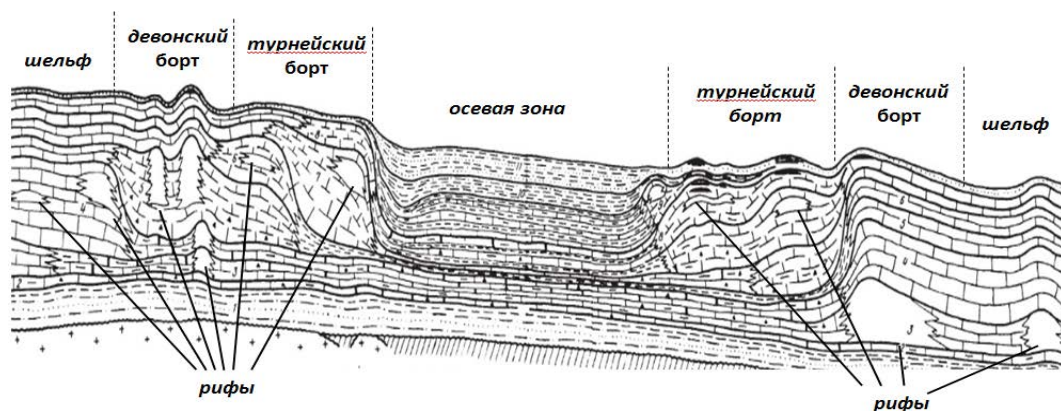


Рис. 1 – Типовой геологический разрез ККСП

Особенностью геологического строения месторождений в девонских, турнейских бортах, осевой и шельфовых зонах ККСП Волго-Уральской нефтегазоносной провинции является наличие в разрезах большой толщи органогенных или рифовых образований. Под понятием органогенных (рифовых) образований рядом исследователей понимается выраженный в палеорельефе массив относительно чистых карбонатных пород, имеющих локальное (линзовидное) или зональное расположение и представляющих собой скопление органических остатков различных организмов и (или) продуктов их жизнедеятельности. Осевая зона сложена плотными карбонатными отложениями депрессионного (непроницаемого) типа [1,3,4,5,6].

На практике при бурении скважин именно в интервалах рифовых образований в большинстве случаев возникают полные и катастрофические поглощения бурового раствора, что обусловлено их кавернозным и трещиноватым строением. В отдельных месторождениях рифогенные массивы представлены мощными карбонатными интервалами до 800 м с высокой проницаемостью (Кулешовское месторождение).

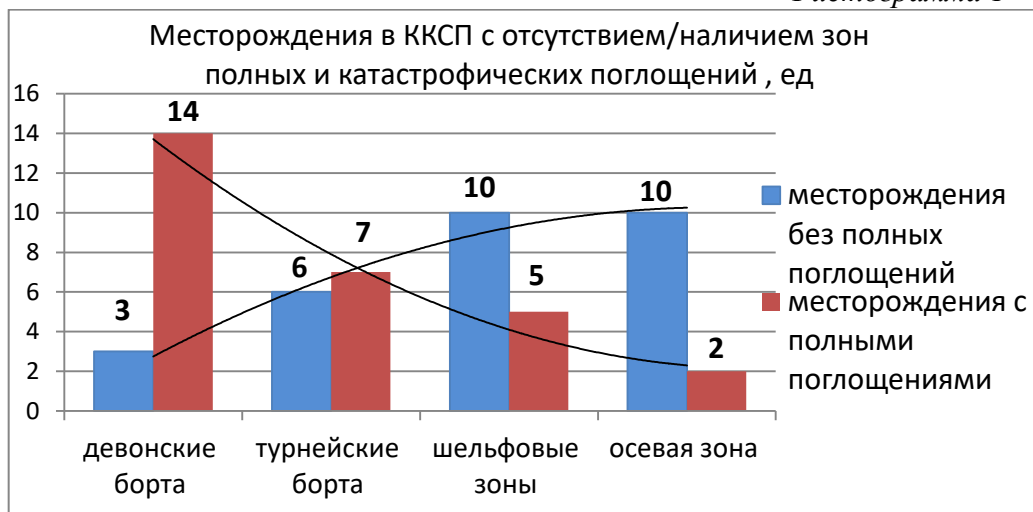
Анализ осложнений в процессе бурения скважин на 57 месторождениях ККСП показал, что полные и катастрофические поглощения встречены на 28 месторождениях (49%), на остальных 29 месторождениях данные осложнения отсутствовали (51%).

Распределение 29 месторождений в ККСП с отсутствием зон полных и катастрофических поглощений в карбонатных отложениях в процентном соотношении следующее: в девонских бортах - 10% (3 месторождения); в турнейских бортах - 21% (6 месторождений); в

шельфовых зонах - 35% (10 месторождений); в осевой зоне - 34% (10 месторождений).

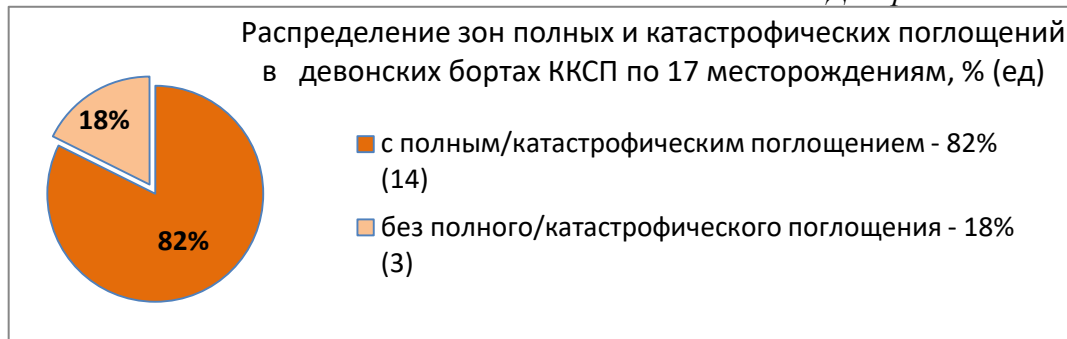
Зоны полных и катастрофических поглощений в карбонатных отложениях по 28 месторождениям ККСП в процентном соотношении распределяются следующим образом: в девонских бортах - 50% (14 месторождений); в турнейских бортах - 25% (7 месторождений); в шельфовых зонах - 18% (5 месторождений); в осевой зоне - 7% (2 месторождения). Закономерность распределения месторождений с отсутствием и наличием зон полных и катастрофических поглощений по геологическим зонам ККСП, приведена на гистограмме 1.

Гистограмма 1



В девонских бортах ККСП из 17 месторождений на 14 месторождениях (82%) были полные и катастрофические поглощения и только на 3 месторождениях (18%), данные осложнения отсутствовали (диаграмма 1).

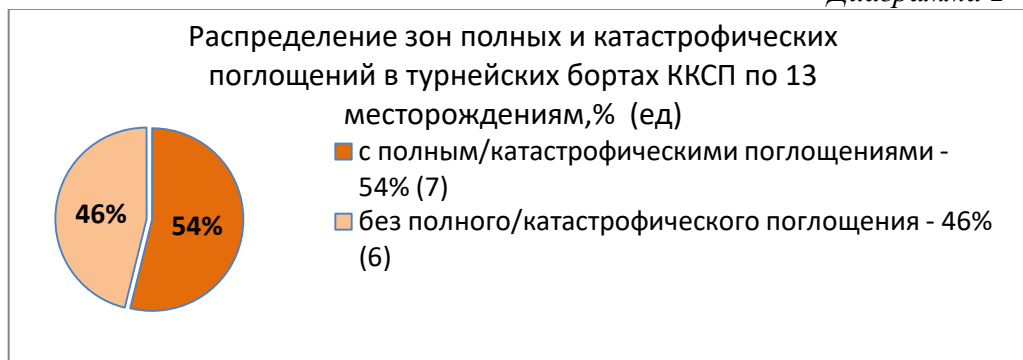
Диаграмма 1



В турнейских бортах ККСП из 13 месторождений, где проводилось бурение скважин, отмечены случаи полного и

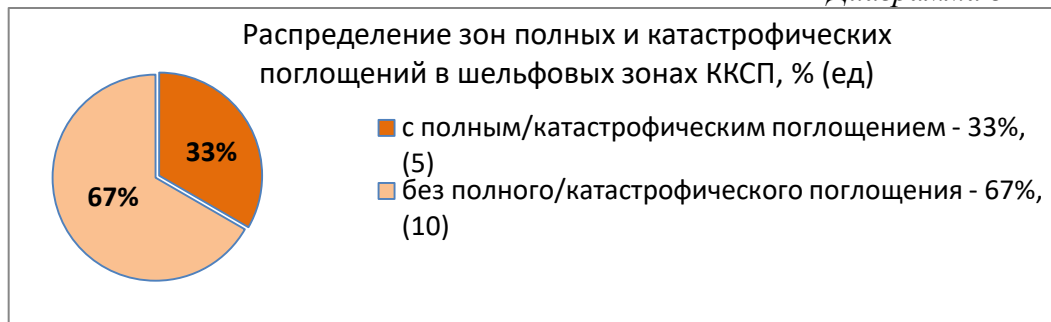
катастрофического поглощения на 7 месторождениях (54%), на 6 месторождениях (46%) данные осложнения отсутствовали (диаграмма 2).

Диаграмма 2



В шельфовых зонах ККСП из 15 месторождений на 5 месторождениях (33%) отмечены полные и катастрофические поглощения, на 10 месторождениях (67%) данные осложнения отсутствовали (диаграмма 3).

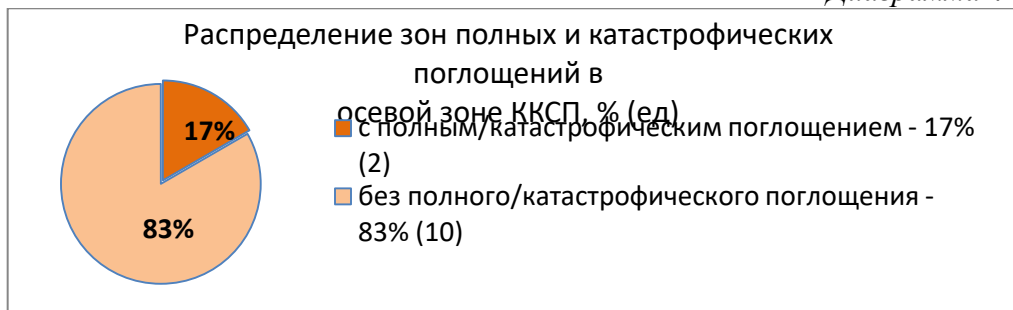
Диаграмма 3



В осевой зоне ККСП из 12 месторождений только на 2 месторождениях (17%) отмечены полные и катастрофические поглощения. На 10 месторождениях (83%) данные осложнения отсутствовали (диаграмма 4).

Полные и катастрофические поглощения в осевой зоне практически отсутствуют из-за депрессионных условий осадконакопления. Исключением являются Южно-Орловское и Приразломное месторождения с органогенными (рифовыми) образованиями.

Диаграмма 4



Обзорная геологическая карта границ ККСП Самарской области с привязкой к ней месторождений как с наличием, так и отсутствием зон полных и катастрофических поглощений в карбонатных отложениях турнейского, фаменского и верхне-франского ярусов представлена на рисунке 2.

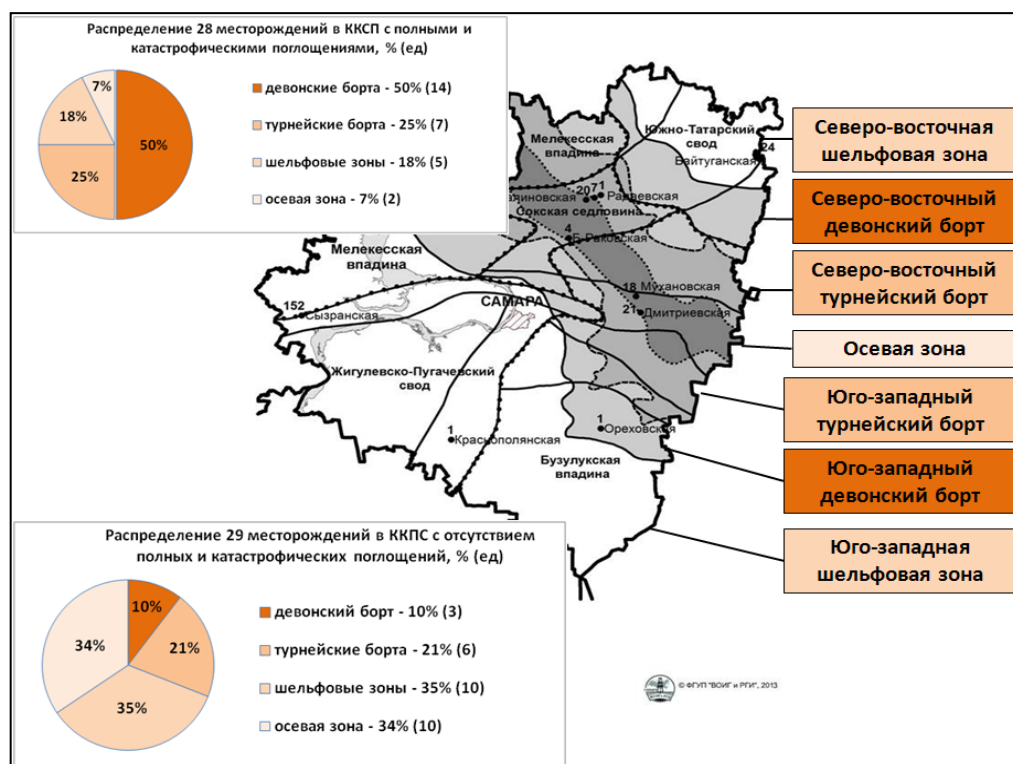


Рис.2 – Геологическая карта границ ККСП Самарской области

Основным проектным решением для прохождения интервалов полных и катастрофических поглощений является более тяжёлая конструкция скважины с удлинёнными техническими и

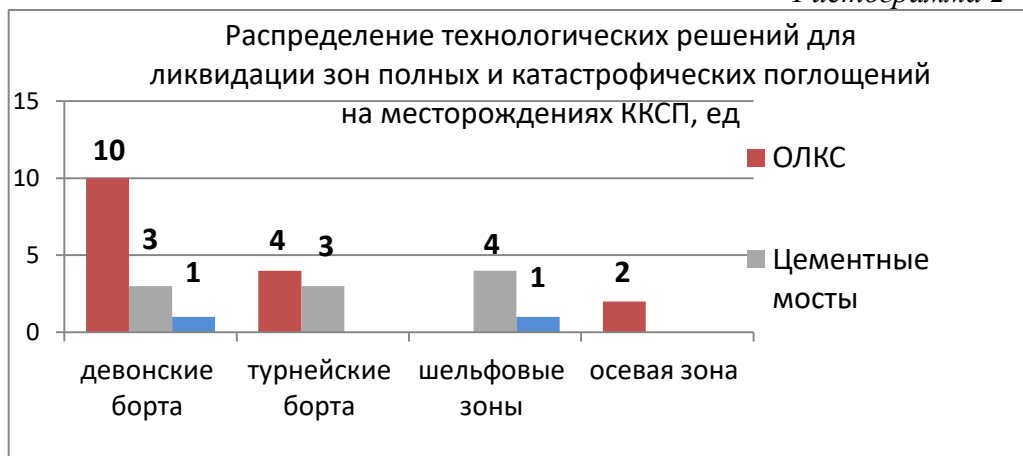
эксплуатационными колоннами, башмаки которых проектируются максимально близко к зоне возможного полного (катастрофического) поглощения. Это позволяет перекрыть вышележащие горизонты и вскрывать зону поглощения с применением всего комплекса технологических решений для ликвидации осложнения.

В период 2009-2017 годов для решения технико-технологической задачи предупреждения и ликвидации зон поглощений по пробуренным скважинам применялся следующий комплекс проектных решений [2]:

- снижение эквивалентной циркуляционной плотности раствора (ЭЦП) в процессе бурения;
- ввод разнофракционных кольматантов по циклу;
- прокачка высоко-упругих смесей (ВУС) с кольматантами;
- установка цементно-бентонитовых пачек, цементных мостов;
- установка оборудования для локального крепления скважин (ОЛКС).

Распределение технологических решений для ликвидации зон полных и катастрофических поглощений по 28 проблемным месторождениям ККСП представлено на гистограмме 2.

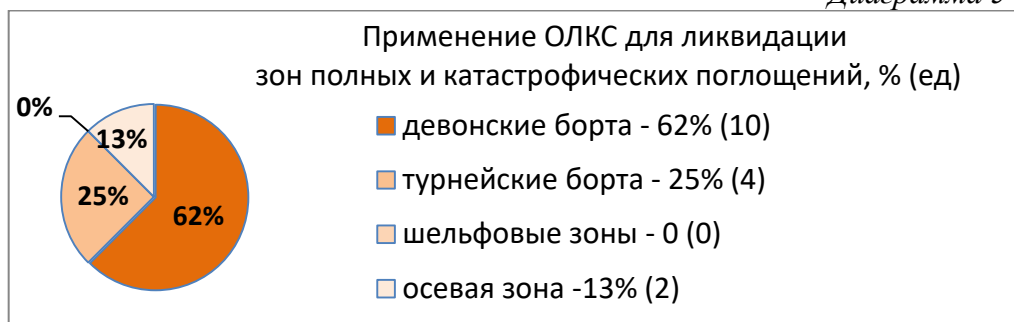
Гистограмма 2



Применение полного комплекса технологических решений для ликвидации полных (катастрофических) поглощений, включающего дополнительно установку профильных перекрывателей ОЛКС, приходится в 62% случаев на девонские борта, в 25% на турнейские борта, в 13% на осевую зону.

В шельфовых зонах ОЛКС не применяются из-за недостаточной эффективности частичного комплекса мероприятий для ликвидации полных поглощений (диаграмма 5).

Диаграмма 5



Перечень месторождений, где применялся полный комплекс технологических решений для ликвидации полных (катастрофических) поглощений, представлен в таблице 1.

Таблица 1

№	Месторождение	Стратиграфия	Наличие рифогенных формаций*	Интенсивность поглощения
Месторождения в девонских бортах ККСП				
1	Никольско-Спиридоновское	верхне-франский подъярус	+	полное
2	Евгеньевское	фаменский ярус	+	полное
3	Ветлянское	фаменский ярус	+	полное
4	Верхне-Ветлянское	турнейский, фаменский ярус, верхнее-франский ярус	+	полное/ катастрофическое
5	Бариновско-Лебяжинское	фаменский ярус, верхне-франский ярус	+	полное
6	Кулешовское	фаменский ярус	+	полное/ катастрофическое
7	Садовое	турнейский, фаменский ярус	+	полное
8	Сарбайско-Мочалеевское	турнейский, фаменский ярус	+	полное
9	Низовское	фаменский ярус	нет сведений	полное
10	Шашелевское	фаменский ярус	нет сведений	полное
Месторождения в турнейских бортах ККСП				
1	Западно-Коммунарское	фаменский ярус	+	полное
2	Утевское	верхне-франский подъярус	+	полное
3	Западно-Вешенское	турнейский, фаменский, верхне-франский ярус	нет сведений	полное

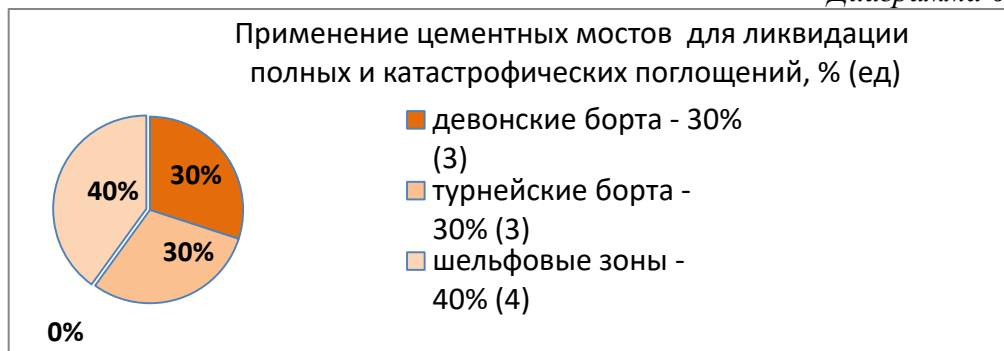
4	Советское	фаменский ярус	нет сведений	полное
Месторождения в осевой зоне ККСП				
1	Южно-Орловское	турнейский, фаменский ярус	+	полное/ катастрофическое
2	Приразломное	фаменский ярус	+	полное/ катастрофическое

* - по данным ВОИГиРГИ, фактической геологической информации

Применение частичного комплекса технологических решений для ликвидации полных поглощений, включающего дополнительно установку цементных мостов, в 30% случаев приходится на девонские и турнейские борта соответственно, в 40% случаев на шельфовые зоны.

В осевой зоне ККСП данные технологические мероприятия не применяются по причине отсутствия поглощений в непроницаемых депрессионных отложениях турнейского яруса и верхнего девона (диаграмма 6).

Диаграмма 6



Перечень месторождений, где применялся частичный комплекс технологических решений для ликвидации полных поглощений, представлен в таблице 2.

Таблица 2

№	Месторождение	Стратиграфия	Наличие рифогенных формаций*	Интенсивность поглощения
Месторождения в девонских бортах ККСП				
1	Грековское	фаменский ярус	+	полное
2	Боголюбовское	фаменский ярус	+	полное
3	Сургутское	фаменский ярус	+	полное
Месторождения в турнейских бортах ККСП				
1	Хилковское	фаменский, верхне-франский ярус	+	полное
2	Бирюковское	фаменский ярус	нет сведений	полное

3	Поплавское	фаменский ярус	нет сведений	полное
Месторождения в шельфовых зонах ККСП				
1	Горбатовское	фаменский ярус	+	полное
2	Тверское	фаменский ярус	нет сведений	полное
3	Подъем- Михайловское	фаменский ярус	+	полное
4	Восточное	фаменский, верхне- франский ярус	+	полное

* - по данным ВОИГиРГИ, фактической геологической информации

Ликвидация полных поглощений за счет применения минимального комплекса технологических решений, а именно, бурение на роторной КНБК, ввод наполнителей, прокачка ВУС с кольматантами, показало эффективность только в двух случаях. Один приходится на девонский борт, граничащий с шельфовой зоной (Многопольское месторождение), другой случай на шельфовую зону (Коренное месторождение).

Таким образом, применение новой методики прогнозирования, учитывающей определенные закономерности наличия и распределения зон полных и катастрофических поглощений в ККСП Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, позволит повысить эффективность строительства скважин на месторождениях Самарской области.

Выводы

1. Для эффективного прогнозирования зон полных и катастрофических поглощений в карбонатном разрезе турнейского яруса и верхнего девона необходимо выполнять привязку проектируемых скважин на месторождениях к геологическим элементам ККСП.

2. В рифовых формациях девонских и турнейских бортов ККСП находятся основные зоны полных и катастрофических поглощений, ликвидация которых требует значительных ресурсов при бурении скважин.

3. В осевой зоне ККСП полные поглощения практически отсутствуют. Исключение составляют отдельные рифовые месторождения с зонами полных и катастрофических поглощений.

4. В шельфовых зонах ККСП полные поглощения в большинстве случаев отсутствуют. На отдельных месторождениях с рифовым строением ликвидация полных поглощений не требует значительных ресурсов при бурении скважин.

5. В девонских и турнейских бортах, а также на известных рифовых месторождениях в осевой зоне ККСП, необходимо предусматривать полный комплекс проектных решений для ликвидации интервалов полных (катастрофических) поглощений.

6. На месторождениях в шельфовых зонах, а также в осевой зоне ККСП необходимо предусматривать частичный комплекс проектных решений для ликвидации возможных интервалов полных поглощений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Суровиков Е.Я., Василютова В.Е., Коваленко Л.Д., Семенова Е.Г., Светлова С.Ю.* Карта рифогенных формаций верхнефранско-турнейского карбонатного комплекса Самарской области, ВОИГиРГИ, Самара, 2007.
2. *Шиповский К.А.* Отчёты по авторскому надзору за строительством эксплуатационных, поисковых и разведочных скважин на территории Самарской области // ООО «СамараНИПИнефть». Самара, 2009-2017.
3. *Коноваленко С.С.* Палеогеоморфология юго-востока Русской плиты (Оренбургская область) от рифея до турне в связи с поисками нефти и газа. Самара: Издательский дом «ВК», 2001.
4. *Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О., Громека В.И., Митрейкин Ю.Б.* Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. Издательство «Наука», Москва, 1965.
5. *Денцкевич И.А., Яхимович Г.Д.* Франский и фаменский этапы развития Муханово-Ероховского прогиба. Геология и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений Оренбургской области: научн. труды ОНАКО, вып. 2. Оренбург. 1999. С.18-20.
6. *Василютова В.Е., Суровиков Е.Я.* "Верхнефранкотурнейские рифогенные формации территории Самарской области и их нефтеносность". ВОИГиРГИ, 2007г. Инв. 3998

РИСКИ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ БУРЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ

Н.А.Фесенко

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Особое место в обеспечении Российской Федерации углеводородными энергоносителями занимает минеральная сырьевая база континентального шельфа. На сегодняшний день проводятся крупномасштабные работы по освоению сырьевых ресурсов континентального арктического шельфа. Стоит отметить, что в отличие

от других районов риски, связанные с освоением нефтегазовых месторождений для арктического шельфа, значительно выше. Это объясняется сложными природными и климатическими условиями, применением уникальных технологий и оборудования, а также низким уровнем развития инфраструктуры, и несовершенством нормативной базы в сфере обеспечения экологической безопасности и системы мониторинга обстановки.

Также стоит обратить внимание на ряд чрезвычайных ситуаций, которые возникают при интенсивном развитии нефтегазового комплекса на континентальном шельфе Арктического региона. Наиболее значимыми из них являются аварийные разливы нефти и утечка газа при разработке месторождений. Фонтаны газа из скважин (при эксплуатации или бурении) являются не только одними из наиболее опасных аварийных ситуаций, которые могут произойти на морских установках континентального шельфа, но также сопровождаются тяжелыми последствиями для технологических объектов и персонала. Разберем возможные риски на примере месторождений.

Штокмановское газоконденсатное месторождение, расположенное в Баренцевом море (Россия), является одним из крупнейших газоконденсатных месторождений в мире. Район данного месторождения характеризуется сложными природно-климатическими условиями. По инженерно-геологическим условиям площадь месторождения относится к III категории сложности (особо сложные). Это вызвано как развитием с поверхности дна слабых глинистых грунтов (мощность до 15 — 20 м.), так и сложным геологическим строением разреза, расчлененным рельефом дна и множественными разрывными нарушениями мезозойских пород. Помимо этого, дно моря в районе Штокмановского ГКМ находится в зоне круглогодичных отрицательных придонных температур воды. Температура грунта на поверхности опускается до минус 0,5 °С, и только на глубине от 10 — 15 м становится положительной. Температура окружающего воздуха также очень низкая: минимальные суточные температуры воздуха, наблюдаемые раз в 100 лет, равны — 38 °С. Таким образом, основными факторами, влияющими на возможность возникновения аварий на морских объектах ШГКМ, могут быть:

- сложные природно-климатические условия;
- высокая энергоемкость производства;
- сложность компоновки технологического судна;
- удаленность месторождения от берега;
- человеческий фактор;
- ледяной покров и айсберги.

Необходимо также отметить, что сложность компоновки технологического судна (многоэтажная конструкция с высокой

плотностью размещения высокоэнергетического оборудования и при этом малое количество безопасных разрывов между производственными и жилыми зонами) и сложность локализации и ликвидации аварий во много раз увеличивают риски гибели работников месторождения[2][3].

Мурманское газовое месторождение, расположенное в южной незамерзающей части Баренцева моря, также имеет ряд своих особенностей. Сложность освоения месторождения связана с условиями морских глубин, с большой удаленностью от берега и с установкой платформ для добычи. Дополнительные трудности создают также прохождения неконсолидированных ледовых полей.

При разработке данного месторождения и его истощения особое внимание уделяют неравномерной просадке дна моря. Здесь важна оценка величин вертикального смещения дна моря, так как следствием этого смещения может выступать разгерметизация заколонных пространств скважин[4]. Также существует риск разгерметизации технологического оборудования. К разгерметизации технологического оборудования может привести:

- неисправность предохранительных устройств с последующим повышением давления;
- разрушение технологического оборудования по причине стороннего воздействия природного или техногенного характера, а также по техническим причинам;
- неисправность регулирующих, предохранительных, блокирующих систем;
- ошибки технологического персонала.

Подобные аварии сопровождаются выходом газа на поверхность воды с понижением средней плотности жидкости, а также они приводят к образованию пузырьковой пелены и воронок, выбросам газовых струй или пузырьковых потоков в атмосферу с дальнейшим турбулентным или диффузионным смешением с воздухом, что может привести к повышению концентраций до пожароопасного уровня с возможным воспламенением.

Кроме того, характерными причинами аварий для Мурманского месторождения являются смятие и слом обсадных колонн, деформация трубопроводов, и уменьшение клиренса добычной платформы до уровня досягаемости волн, а также не исключается выход из строя крепящих якорей.

При добыче газа на морских шельфах, как правило, используют различные виды оборудования, которые делятся в зависимости от среды его размещения, например, на подводное и надводное. Причинами крупной утечки на морском трубопроводе и подводной части проектируемого объекта могут быть:

- коррозия (внешняя и внутренняя);

- повреждения при обслуживании (нарушение технологии, повреждение якорем буровой установки);
- дефекты и неисправности (нарушение соединения, гидратная пробка, брак строительных материалов и монтажных работ);
- воздействия окружающей среды (непогода, сезонные катаклизмы, ураганы и штормы);
- неумышленное воздействие (повреждение якорем, упавшим грузом, повреждение взрывной волной боеприпаса).

Ниже приведены факторы, приводящие к авариям на надводной части технологического оборудования объекта.

Коррозионно-усталостные явления. Из-за пульсации давления газа в результате изменения режимов работы компрессоров (профилактического или планового отключения) наблюдается переменный характер нагружения трубопроводов. Это приводит к разрушениям от усталостных явлений. Средняя частота пульсации давления газа при работе нагнетателя равна 39 Гц. Данный режим нагружения является циклическим и относится к усталостному нагружению, требующему учёта значений коэффициента асимметрии цикла и коэффициентов концентрации напряжений.

Водородное охрупчивание металлоконструкций возникает от того, что природный газ разрабатываемых пластов газоконденсатных месторождений содержат 0,1 — 0,5 ppm H₂S, % (мол.). Результаты таких аварий могут быть катастрофическими[1].

Также возможны отказы, разрушение и поломки оборудования. Основными отказами (поломками) оборудования являются:

- неисправность насосов и газотурбинных установок (ГТУ);
- поломки электрооборудования;
- отказ блоков управления и привода входного и выходного кранов;
- отказ газоанализаторов аварийного ГПА;
- отказ датчиков давления и частоты вращения ротора;
- несрабатывание топливной задвижки.

Механические повреждения сопровождаются внезапным разрушением трубопровода или технологического оборудования. Это происходит в результате таких факторов, как волны сжатия, газоводяные струи, осколки и фрагменты разрушенных конструкций, поверхностные волны, пузырьковая пелена и воронки на поверхности моря, воздушно-газовое облако, струевое пламя, пожар-вспышка.

Так как в замкнутых системах питания различных агрегатов и смазок нагнетательных аппаратов применяются легковоспламеняющиеся (ЛВЖ) и горючие жидкости (ГЖ), то они также

могут стать причинами возникновения пожаров, взрывов топливовоздушной смеси, сгорания аэрозольного облака из места разгерметизации напорного оборудования. Хранятся ЛВЖ и ГЖ в резервуарах, которые заполняют путем налива-слива вспомогательного и технологического судов. Причинами утечки жидкостей во время заливки или хранения могут быть:

- коррозия;
- ошибки обслуживающего персонала;
- отказ оборудования;
- просчеты в проектировании и изготовлении;
- температурные напряжения;
- ошибки в эксплуатации (превышения давления в резервуарах, резкое уменьшение уровня топлива или масла);
- ошибки при проведении ремонтных работ;
- дефекты днища, стенок и основания резервуаров (разрывающие и растягивающие усилия от давления жидкости);
- охрупчивание металла от резких колебаний температуры окружающей среды;
- столкновение судов с ТС, вызывающие повреждения корпуса или технологического оборудования;
- воздействия природного характера.

Таким образом, разработка газо- и нефтеконденсатных месторождений на арктическом шельфе представляет собой сложный многоступенчатый процесс, в результате которого могут возникать неисправности и аварии, которые, зачастую, могут иметь серьезные последствия. Поэтому их изучение есть не менее важная часть газодобывающей отрасли, поскольку от этого напрямую зависит их избежание или своевременное устранение, а значит и успех в газо- и нефтедобыче.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мансуров М.Н., Сурков Г.А., Журавель В.И., Маричев А.В. Ликвидация аварийных разливов нефти в ледовых морях. М.: ИРЦ Газпром, 2004. 422с.

2. Олтян И.Ю., Ляховец Т.Л. Комплексное обеспечение безопасности морских объектов Штокмановского газоконденсатного месторождения (часть 1). Технологии гражданской безопасности. Научно-технический журнал. Том 9, 2012, № 3 (33).

3. Олтян И.Ю., Ляховец Т.Л., Посохов Н.Н. Комплексное обеспечение безопасности морских объектов Штокмановского газоконденсатного месторождения (часть 2). Технологии гражданской безопасности. Научно-технический журнал. Том 9, 2012, № 4 (34).

4. *Кульпин Л.Г., Зимин А.Д., Стратий Г.И., Кульпин Д.Л., Шевчук В.В.* Мурманское газовое месторождение в Баренцевом море в качестве объекта освоения для энергетики г. Мурманска // Труды 11-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO – CIS Offshore), 10-13 сентября 2013 г. Санкт-Петербург. СПб., 2013. С. 195-197.

СТРУКТУРООБРАЗУЮЩИЕ СВОЙСТВА ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ В СОСТАВЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В.А.Моренов, Е.Л. Леушева, В.В.Егорова

*Санкт-Петербургский горный университет
г. Санкт-Петербург, Россия*

Современные буровые растворы чаще всего представлены полимерными системами различного состава, поэтому в настоящее время исследование свойств полимерных реагентов является актуальным вопросом.

Вещества, которые состоят из ряда повторяющихся или похожих групп атомов (мономеров), называются полимерными реагентами. Полимерные реагенты можно разделить по функциональным особенностям и местам концентрации на две группы. Первая группа – это органические полимеры, к ней относятся:

Поверхностно-активные вещества (ПАВ), это органические *полимеры*, которые могут концентрироваться у поверхности раздела фаз, выполняя роль эмульгаторов, пенообразователей или пеногасителей, диспергаторов или смачивателей. Другие находятся в дисперсионной среде и влияют на технологические свойства буровых растворов. В свою очередь реагенты, находящиеся в дисперсной среде и влияющие на технологические свойства буровых растворов, делятся на органические и неорганические. Первые могут изменять структуру и свойства дисперсной среды, вторые могут подавлять или активизировать действие ПАВ, третьи могут регулировать концентрацию гидроксидов и связывать нежелательные ионы. Неорганические полимеры включают в себя силикаты, хроматы и полифосфаты [3].

Органические полимеры природного или синтетического происхождения получили наибольшее развитие. Такие полимеры получают с помощью химической переработки природных высокомолекулярных соединений или с помощью синтеза из низкомолекулярных веществ. Для получения органических полимеров

используют методы полимеризации (реакция протекает без изменения элементарного состава реагирующих веществ и выделения побочных продуктов) или поликонденсации (реакция протекает с изменением элементарного состава реагирующих веществ, с выделением воды или других простейших веществ). Полисахариды, лигносульфонаты, танины, гуматы, относятся к природным полимерам, эфир целлюлозы относится к полусинтетическим, в свою очередь к синтетическим полимерам относятся производные нефтехимического производства, такие как полимеры оксида этилена и акриловые полимеры.

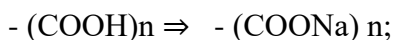
Органические полимеры, которые используются для обработки буровых растворов, обладают высоким сродством с водой, что связано с наличием большого числа полярных групп: гидроксильных – OH, карбоксильных – COOH, альдегидных – COH, карбонильных – CO, амидных – CONH₂, нитрильных – CN и других. Полимерные реагенты можно разделить по характеру функциональных групп, на ионогенные и неионогенные полиэлектролиты.

Ионогенные полимеры проявляют анионные, катионные и амфотерные (катионно-анионные) свойства [1].

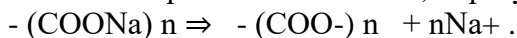
Неионогенные полимеры имеют длинную углеводородную цепь с несколькими полярными группами, недиссоциирующими на ионы. Эти полярные группы обеспечивают растворимость полимеров в воде. Функциональными группами в неионогенных полимерах являются гидроксильные, карбонильные и альдегидные группы, которые обеспечивают устойчивость к солевой агрессии и повышенной жесткости воды. К неионогенным полимерам относят: оксиэтилированную целлюлозу, модификации гуаровой смолы, крахмальные реагенты [2].

Ионогенные полимеры в водных средах участвуют в обменных реакциях и диссоциируют с образованием полианиона или поликатиона. Процесс диссоциации анионоактивных полиэлектролитов рассмотрим на примере карбоксильной группы – COOH:

1) водород может обменно замещаться на ионы натрия или калия:



2) активная группа диссоциирует на полианион и катионы, которые удерживаются вблизи поверхности макромолекулы вследствие значительных электростатических сил, образуя ионное облако:



Органические полимеры, функциональные группы в которых представлены карбоксильными и сульфогруппами – SO₃H, относятся к *анионным полиэлектролитам*. Эфиры целлюлозы и лигносульфонаты, частично могут проявлять анионные свойства. Неионогенные и анионные полярные группы часто входят в состав высокомолекулярных соединений. К таким веществам можно отнести: биополимеры, КМЦ,

ферролигносульфонат и другие. Поликатион образуется в результате присоединения ионов водорода амидными и аминогруппами (соответственно – CONH_2 и $-\text{NH}_2$).

Негидролизованый полиакриламид относится к катионным полиэлектролитам.

Амфотерные диссоциируют в зависимости от pH среды на полианионы или поликатионы. анионоактивные группы диссоциируют в щелочной среде:



катионоактивные в кислой:



Гидролизованные полиакриламиды, полиакрилонитрилы, сополимеры акриламида и акрилонитрила и многие другие проявляют амфотерные свойства.

Способность макромолекул к диссоциации и обменным реакциям друг с другом и неорганическими соединениями играют важную роль в химической обработке буровых растворов, обеспечивая избирательность реагентов, активность в различных средах.

Основной функцией полимерных реагентов является образование и поддержание структуры в буровом растворе, в различных условиях, таких как солевая агрессия и высокие температуры.

Стабилизация водных буровых растворов линейными и разветвленными полимерами обусловлена образованием сольватно-гидратных слоев на поверхности дисперсной фазы, которые обладают повышенной вязкостью и упругостью, которые в свою очередь обеспечивают реализацию сил отталкивания (рис. 1).

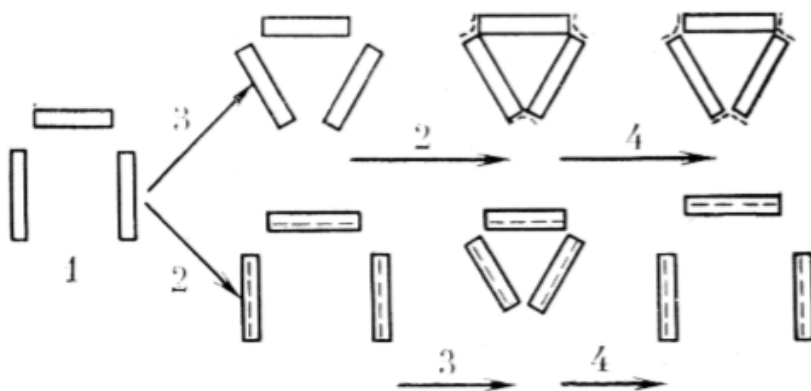


Рис. 1. Влияние порядка добавления соли и полимера: 1 – перетизированная система; 2 – ввод полимера; 3 – ввод соли; 4 – разбавление суспензии

Высокомолекулярные соединения по их отношению к дисперсной среде и дисперсной фазе можно разделить на загустители и адсорбенты.

Загустители относятся к слабоветвленным органическим полимерам и имеют слабовыраженные анионные свойства или являются неионогенными соединениями. В пресных системах загустители влияют только на структурные свойства дисперсной среды, замедляя трансляционное движение молекул, вода под действием загустителей переходит в «связное» состояние. Загустители могут адсорбироваться на межфазовой поверхности, только в соленых системах, когда поверхность дисперсной фазы и макромолекул гидрофобизуется. В глинистых системах их стабилизирующую роль повышает возможность присоединения за счет водородных связей. Биополимеры, крахмальные реагенты, оксиэтилированная целлюлоза и многие другие относятся к загустителям [1,3].

Адсорбенты – линейные и ветвленные полимеры с хорошо выраженным анионным характером, в первую очередь меняющие свойства межфазовой поверхности. Линейные полимеры в отличие от ветвленных могут адсорбироваться только в условиях повышенной минерализации, в то время как ветвленные могут адсорбироваться вне зависимости от минерализации дисперсной среды. Обладая высокой поверхностной активностью, ветвленные полимеры могут адсорбироваться на ребрах кристаллов глин и химически закрепляться на их поверхности, а их концентрация примерно равна концентрации анионов, которые участвуют в ионном обмене. Эта оболочка предотвращает коагуляцию бурового раствора и обладает высокой устойчивостью к солевой агрессии. Одновременно с этим, благодаря пептизирующему действию, снижается величина межмолекулярных сил притяжения, в том числе по ребрам кристаллов, и соответственно – структурные свойства буровых растворов. Такие реагенты относят, как правило, к разжижителям.

В пресных системах линейные полимеры могут адсорбироваться только на гидрофобных участках глинистых частиц.

Это связано с пониженной подвижностью гигантских макромолекул и их гидрофильными свойствами, не позволяющими подойти на расстояние действия межмолекулярных сил. Однако возможна адсорбция по внешней поверхности гидратных оболочек и формирование, так называемых, полимерглинистых структур, играющих важную роль в малоглинистых системах. В этом случае линейные полимеры приводят к увеличению вязкости. При разрушении гидратной оболочки в условиях электролитной и температурной агрессии линейные полимеры адсорбируются и на базальных поверхностях [2,3].

В соленасыщенных буровых растворах стабилизирующее действие полимеров зависит от типа полимера, его устойчивости к повышению минерализации и порядка химической обработки. Обработка солью не приведет к коагуляции, если в первую очередь в буровой раствор в первую очередь вводят органический стабилизатор. В противном случае, если порядок обработки меняется, то полимерный стабилизатор не в состоянии выполнить свою функцию и буровой раствор коагулирует. (рисунок 2.9). Одной из самых важных свойств линейных полимеров, это способность частично или полностью флокулировать дисперсные частицы различного минералогического состава. В зависимости от этого полимеры подразделяются на полные, селективные и полимеры двойного действия, которые одновременно с флокуляцией подавляют пептизацию выбуренной породы и повышают вязкость бентонитовых суспензий (рис. 2).

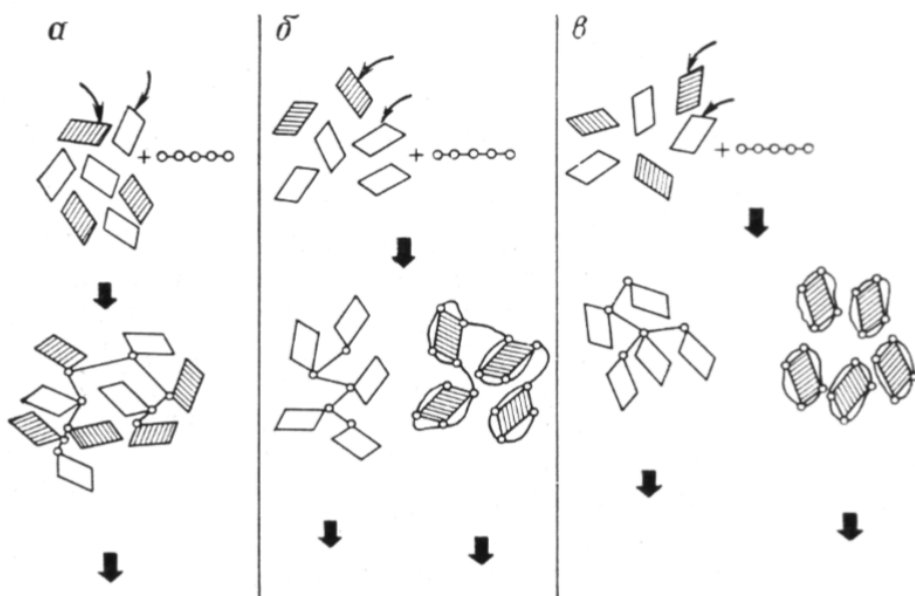


Рис. 2. Характер связей полимеров с частицами бентонита и глин небентонитового типа: а – полная флокуляция; б – селективная флокуляция под действием селективного флокулянта; в – селективная флокуляция под действием полимера двойного действия

Способность водорастворимых высокомолекулярных соединений агрегировать коллоидные частицы была открыта В.Анри в 1903 г. Такое агрегирование, в которой в дополнение (а иногда взамен) к непосредственному контакту частиц дисперсной фазы происходит их взаимодействие через молекулы адсорбированного полимерного вещества, называется флокуляцией. При этом предполагается, что образование агрегатов осуществляется по мостиковой модели и состоит,

во-первых, в закреплении концов макромолекул на поверхности частиц, а во-вторых, в адсорбции их отдельных сегментов на вакантных участках соседних частиц.

Флокуляцией обладают практически все реагенты-стабилизаторы, но при значительно меньших концентрациях, чем стабилизирующих.

Выделяется три основные схемы взаимосвязи частиц шлама с полимерными флокулянтами:

1. Мелкие частицы (до 50 мкм) образуют флокулы.
2. Крупные частица (более 50 мкм) не способны агрегироваться полимерным реагентом.
3. При содержании в суспензии мелких и крупных частиц, флокулы из мелких частиц налипают на крупные (рис. 3).

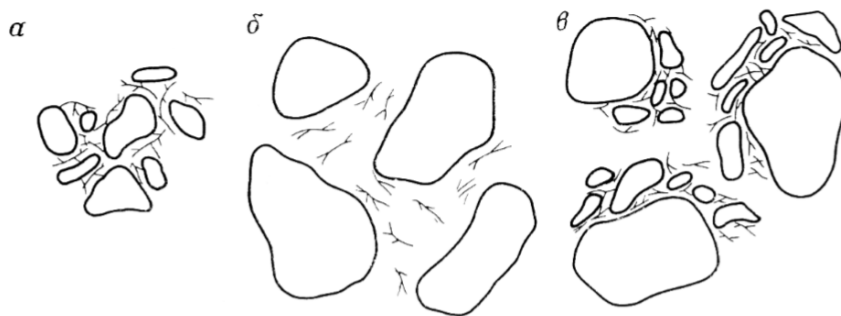


Рис. 3. Возможная схема образования крупных флокулированных комплексов: а – флокула из мелких частиц размером до 50 мкм; б – частицы более 50 мкм полимер не связывает; в – мелкие частицы, связанные полимером, налипают на крупные.

В настоящее время способность линейных полимеров флокулировать дисперсные частицы получило широкое применение. Для разделения фаз в флокуляционно-коагуляционных установках, для регулирования содержания твердой фазы в полимерных буровых растворах, также полимерные флокулянты применяют для очистки промышленных и сточных вод [3].

Знание, к какой группе относится тот или иной полимер и механизм его структурообразующего действия позволит выбрать оптимальные реагенты для буровых растворов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ахмадеев Р.Г.* Химия промывочных и тампонажных жидкостей [Текст] / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1981. – 152 с.
2. *Моравец Г.* Макромолекулы в растворе: пер. с англ. [Текст] / Г. Моравец – М.: Мир, 1967. – 459 с.
3. *Уляшева Н.М.* Технология буровых жидкостей [Текст]: учеб. пособие; в 2 ч.; ч. 1 / Н.М. Уляшева. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ СМАЗЫВАЮЩЕЙ ДОБАВКИ В РЕЦЕПТУРЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА КОЭФФИЦИЕНТЫ ТРЕНИЯ

С.А.Сорокин, П.Ю.Спиридонов

*ООО «СамараНИПИнефть», СамГТУ
Самара, Россия*

Применение смазочных добавок в составе буровых растворов является технологической необходимостью. В условиях работы на предельном моменте вращения и весе инструмента, либо обсадной колонны и хвостовика необходимо больше уделять внимания технологии снижения коэффициента трения.

Высокий коэффициент трения может спровоцировать следующие проблемы:

1. недоход нагрузки до забоя во время бурения;
2. высокий момент вращения колонны бурильных труб;
3. высокий вес инструмента при подъеме;
4. увеличение риска дифференциального прихвата;
5. прихваты во время спуска обсадных колонн и хвостовиков;
6. ускоренный износ деталей буровых насосов и ВЗД.

Когда речь заходит о выше перечисленных проблемах, то чаще всего их пытаются решить за счет добавления в буровой раствор дополнительного количества смазывающей добавки. Однако этот подход не всегда позволяет решить возникшие проблемы, поскольку коэффициент трения зависит не только от концентрации смазочной добавки.

Например, высокий коэффициент трения во время бурения скважины в открытом стволе может быть связан с плохим качеством

очистки от выбуренной породы. В этом случае добавление смазочной добавки не решает основную проблему, а только маскирует один из ее симптомов.

Проблему снижения коэффициента трения можно разделить на две части:

1. качество бурового раствора и смазывающих добавок;
2. технология проводки скважины.

Одним из широко распространенных заблуждений является мнение, что смазывающая способность бурового раствора напрямую зависит от концентрации углеводородной фазы. На самом деле, смазывающая способность чистых углеводородов является очень низкой. Коэффициент трения (далее $K_{тр}$) биополимерного раствора, обработанного качественной смазкой может быть ниже 0,05, что ниже $K_{тр}$ для систем на углеводородной основе.

Для сравнения ориентировочный коэффициент трения систем без смазочных добавок:

1. техническая вода: 0,30-0,35;
2. биополимерный раствор: 0,20-0,25;
3. полимер-глинистый раствор: 0,30-0,35;
4. товарная нефть: 0,10-0,15;
5. РУО: 0,10-0,15;

Так же необходимо отметить, что способностью снижать коэффициент трения в составе бурового раствора обладают и другие компоненты:

1. высокомолекулярные полимеры (например, полиакриламид);
2. ПАВ, антисальниковые добавки;
3. реагенты – стабилизаторы глинистых сланцев (микрокольматанты);
4. графит;
5. гликоли;
6. твердые смазки на основе полимерных микросфер.

Негативно влияет на коэффициент трения следующие технологические аспекты:

1. состав и параметры бурового раствора:
 - содержание твердой фазы;
 - содержание коллоидной фазы;
 - рН бурового раствора;
 - жесткость фильтрата;
 - минерализация фильтрата.
2. Технология строительства скважины:
 - конструкция скважины;

- зашламованность кольцевого пространства;
 - геометрия ствола скважины;
 - интенсивность смены кривизны;
 - соотношение размеров элементов КНБК, бурильного инструмента и диаметра скважины;
 - «жесткость» КНБК и бурильного инструмента;
 - размер частиц шлама генерируемых долотом.
3. Геологические особенности интервала бурения:
- состав породы, содержание песчаника, алевролита;
 - наличие зон с АНПД;
 - наличие зон отфильтровывания бурового раствора;
 - наличие зон осыпания неустойчивых пород.

Таким образом, в итоге на реальный коэффициент трения бурильного инструмента в открытом и обсаженном стволе скважины влияет множество факторов, влияние которых необходимо учитывать уже на стадии проектирования скважины.

В данной работе рассматривается только влияние на коэффициент трения качества бурового раствора. А также влияние концентрации и вида смазочной добавки на коэффициент трения.

Проводилось исследование следующих параметров: коэффициента трения металл-металл, коэффициента трения металл-глинистая корка и вспениваемости. Измерение коэффициента трения ($K_{тр.}$) металл-металл проводилось на установке OFITE “EP/Lubricity Tester”, коэффициента трения металл-глинистая корка на приборе КТК-2. Вспениваемость исследовалась методом перемешивания на миксере “Hamilton Beach” и мерного цилиндра объемом 500 мл.

В испытаниях применялись 3 буровых раствора, которые представлены в таблице 1. Поочередно испытывались 7 различных смазочных добавки (BDF-612, Полиэколюб, Химолуб, Бурфлюб, Бурфлюб СДГ, СМЭГ-5, Atren FK D) в этих буровых растворах с концентрацией (0,5% -4%)

Таблица 1. Рецептúra модельных растворов и порядок приготовления.

Тип бурового раствора	Полимерный-инкапсулирующий		Полимер глинистый ингибированный		Биополимерные ингибированный	
	Концентрация, г/л	Время перемешивания, мин	Концентрация, г/л	Время перемешивания, мин	Концентрация, г/л	Время перемешивания, мин
Каустическая сода	0,3	1	0,3	1	0,3	1
Бентонит	40	30				
МЕХ-САР	1	5				

MEX-PAN	2	10				
KCl			70	5	100	5
MEX-GUM S			2	10	3,37	10
MEX-PAC HV			2	5	0,7	5
MEX-PAC LV			14	5	1	5
MEX-SBT					11	10
MEX-CARB F	60	10	60	5	40	2
MEX-CARB M					60	2

Результаты получившихся данных представлены ниже в графическом виде. Представленные данные получены после измерения буровых растворов, подвергшихся термостарению при 80°C. Для подтверждения достоверности результатов каждый параметр измерялся 3 раза.

В полимерглинистой системе на графиках наблюдаем резкое изменение коэффициента трения при использовании бурового раствора без смазочной добавки и со смазочной добавкой в концентрации 1%. Дальнейшее увеличение концентрации смазывающей добавки уменьшает коэффициент трения незначительно, кроме того при увеличении концентрации более 2% в ряде случаев коэффициент трения остается неизменным.

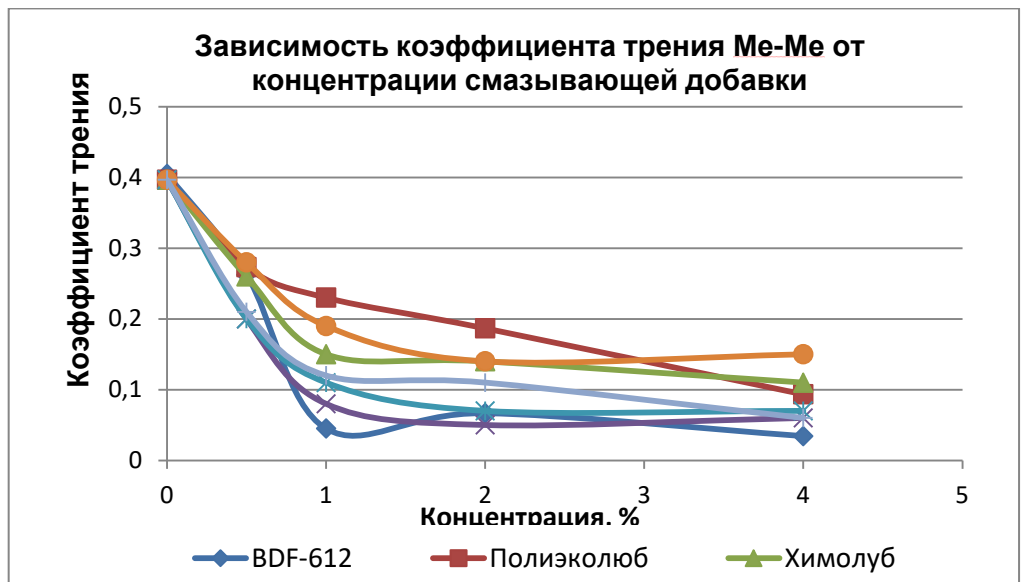


График 1. Зависимость коэффициента трения Me-Me от концентрации смазывающей добавки после термостарения. Полимерглинистая система.

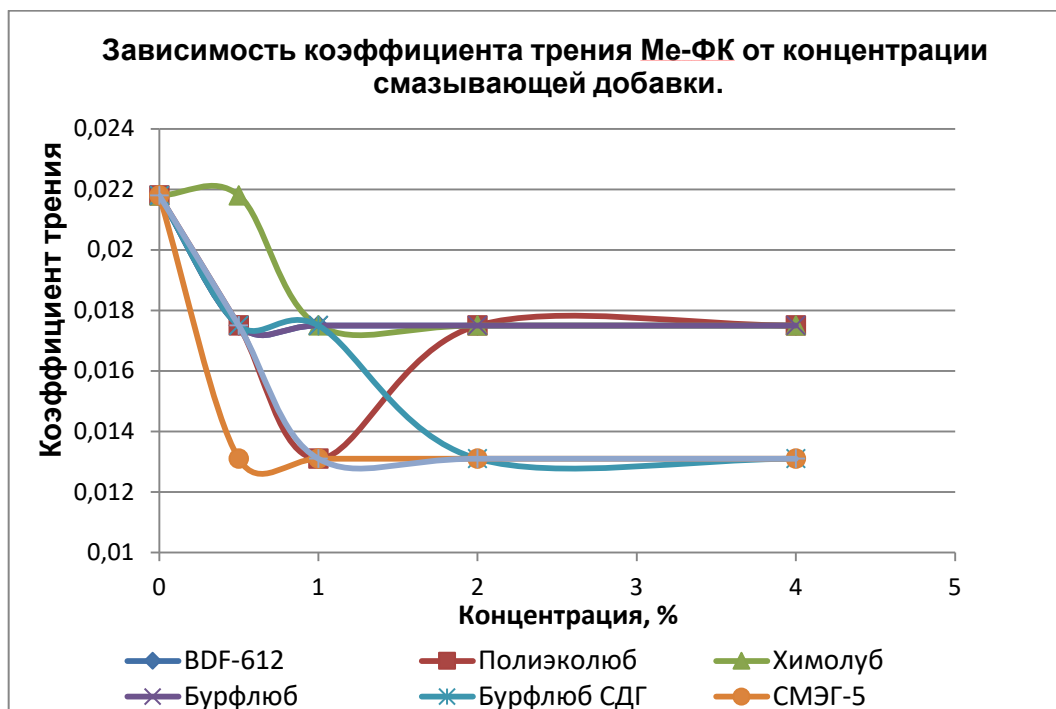


График 2. Зависимость коэффициента трения металл-фильтрационная корка от концентрации смазывающей добавки после термостарения. Полимерглинистая система.

Схожая зависимость наблюдается и в полимерной инкапсулирующей системе, но относительно не всех смазывающих добавок. Смазочные добавки Atren FK D, СМЭГ-5 плохо уменьшают коэффициент трения при каждой из тестируемых концентраций. Кроме того, смазочные добавки работают с разной эффективностью относительно их работы в полимер глинистой системе буровых растворов.

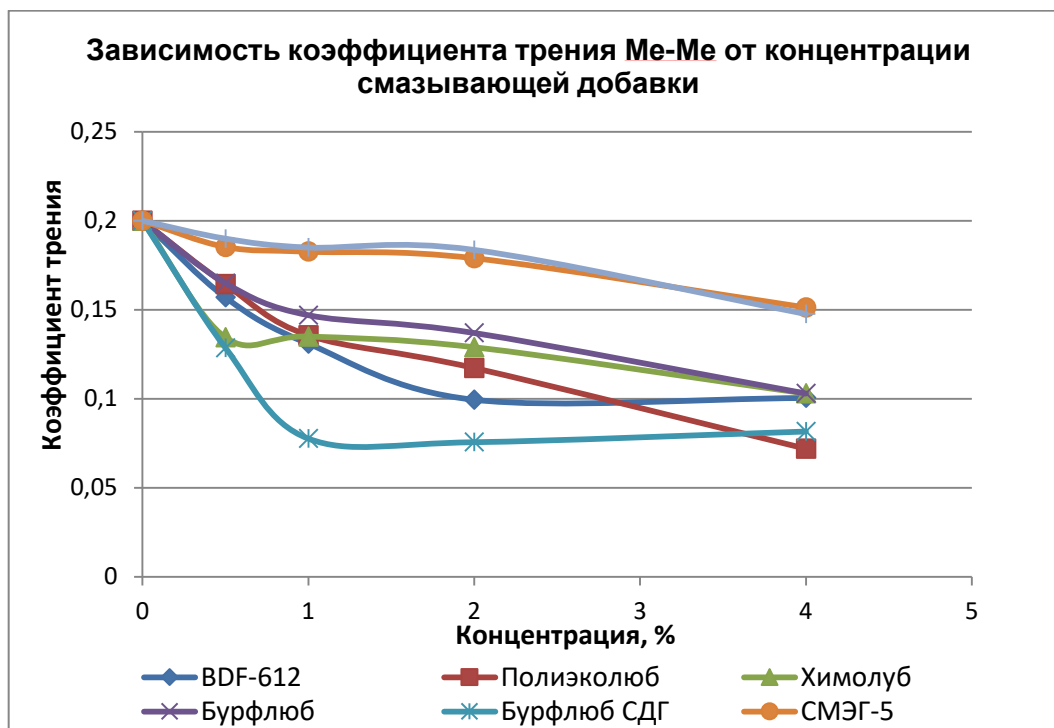


График 3. Зависимость коэффициента трения металл-металл от концентрации смазывающей добавки после термостарения в полимерной инкапсулирующей системе.

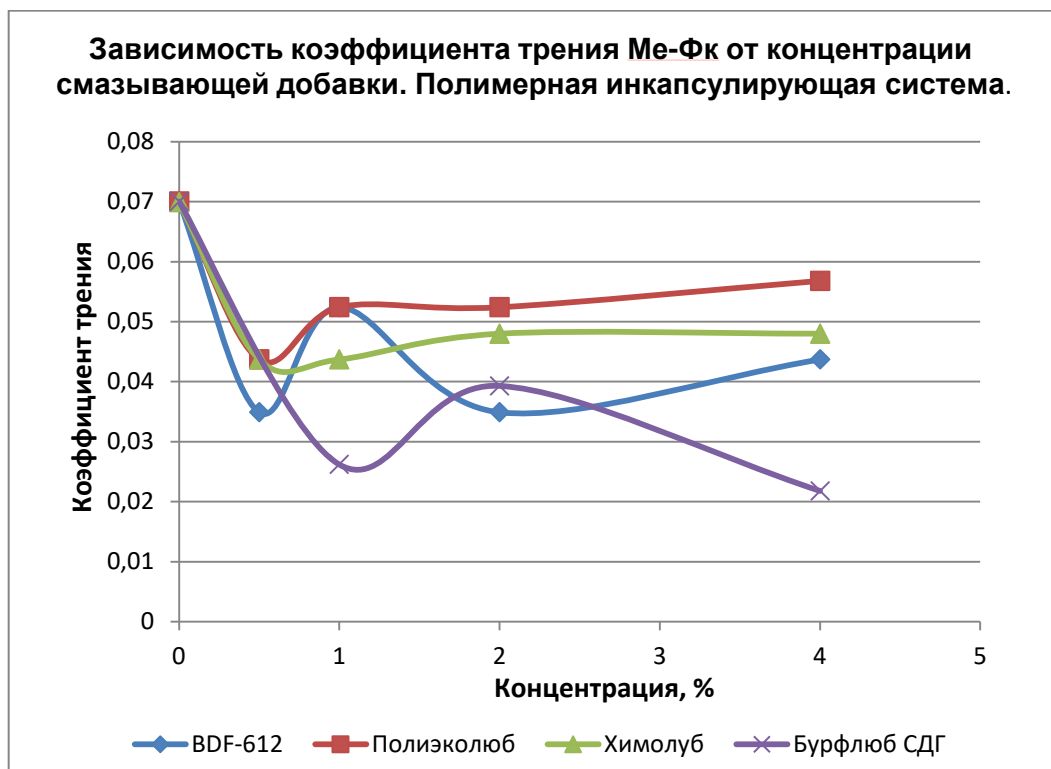


График 4. Зависимость коэффициента трения металл-фильтрационная корка от концентрации смазывающей добавки после термостарения в полимерной инкапсулирующей системе.

В биополимерной ингибированной системе отчетливо видно, что максимальная эффективность работы смазочных добавок проявляется при концентрации 1-2%. Большая часть смазочных добавок при увеличении концентрации более 2% практически не снижают коэффициент трения.

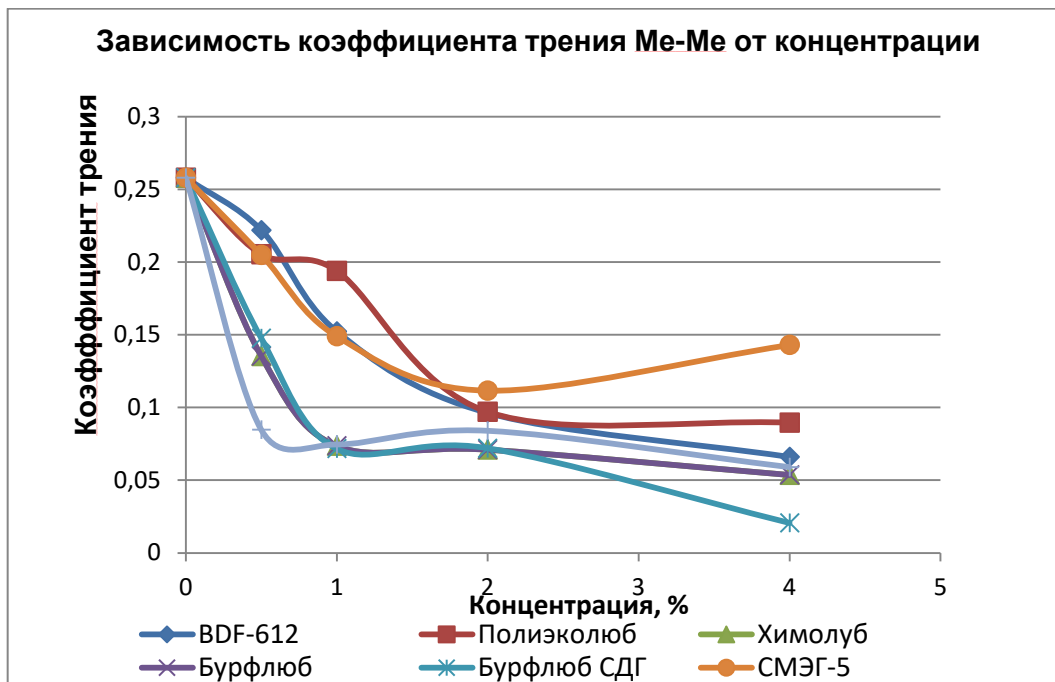


График 5. Зависимость коэффициента трения металл-металл от концентрации смазывающей добавки после термостарения в биополимерной ингибированной системе.

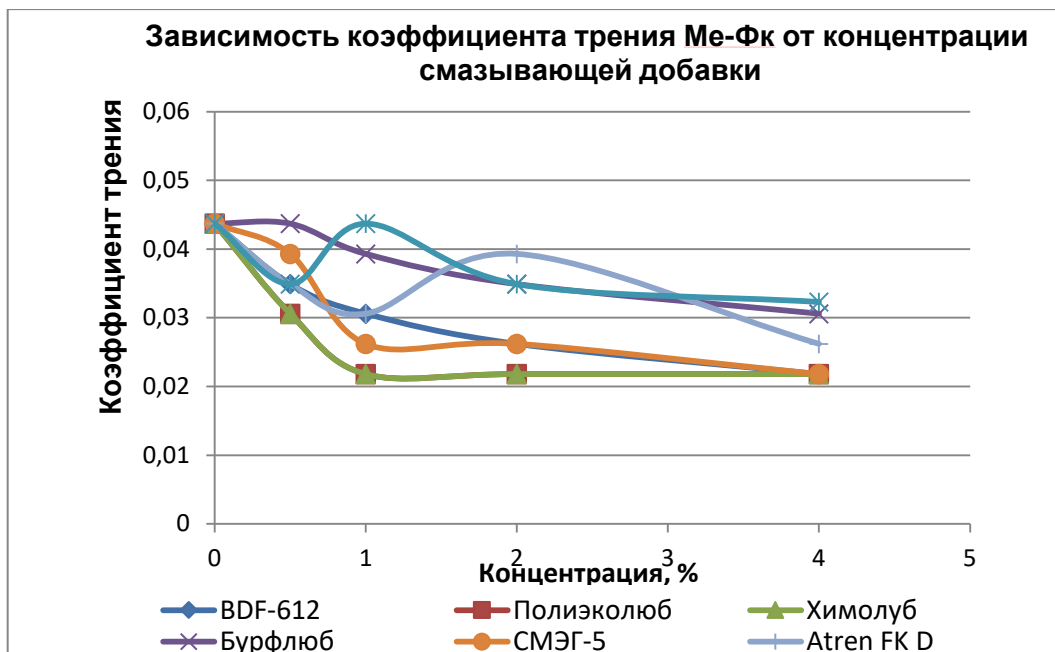


График 6. Зависимость коэффициента трения металл-фильтрационная корка от концентрации смазывающей добавки после термостарения в биополимерной ингибированной системе.

Результаты тестирования вспениваемости показывают, что при добавлении смазочной добавки пик вспениваемости приходится на 1, 2% в зависимости от типа бурового раствора и смазочной добавки.

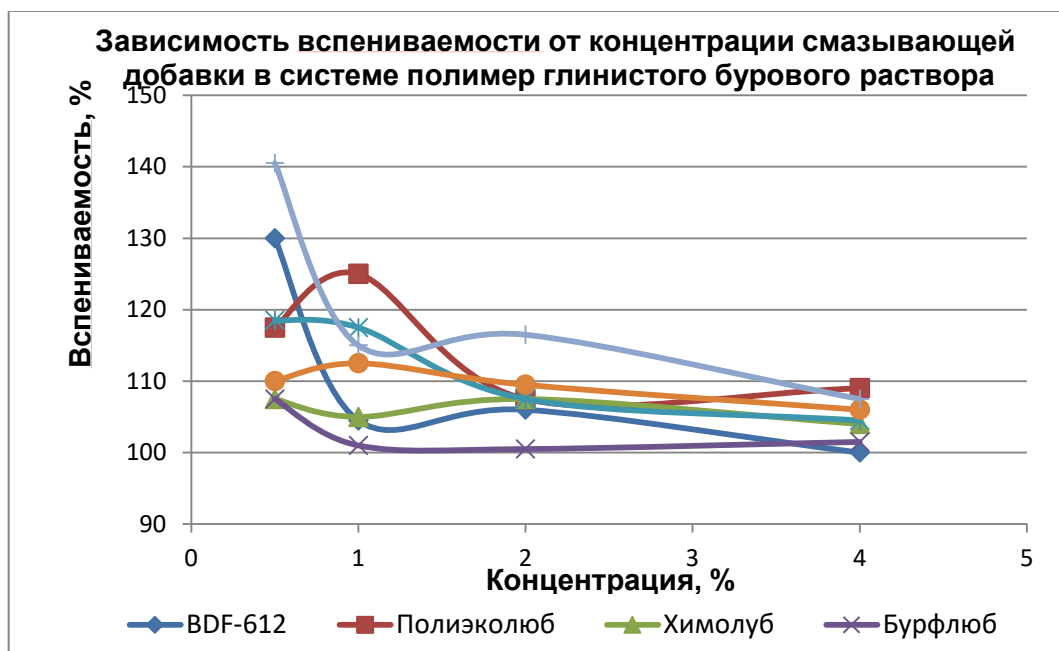


График 7. Зависимость вспениваемости от концентрации смазывающей добавки в полимер глинистой системе.

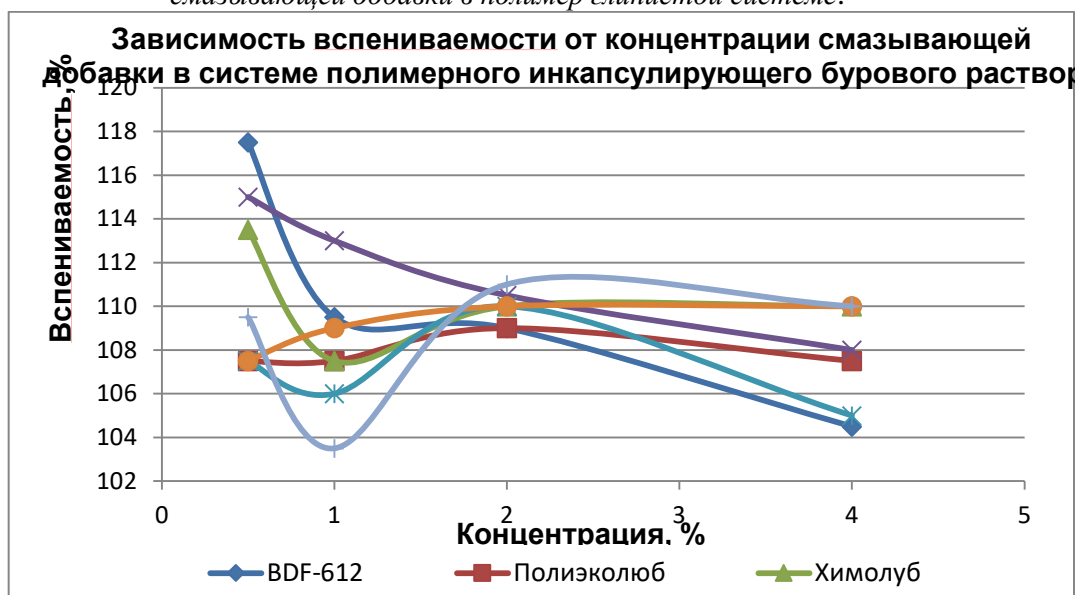


График 8. Зависимость вспениваемости от концентрации смазывающей добавки в полимерной инкапсулирующей системе.

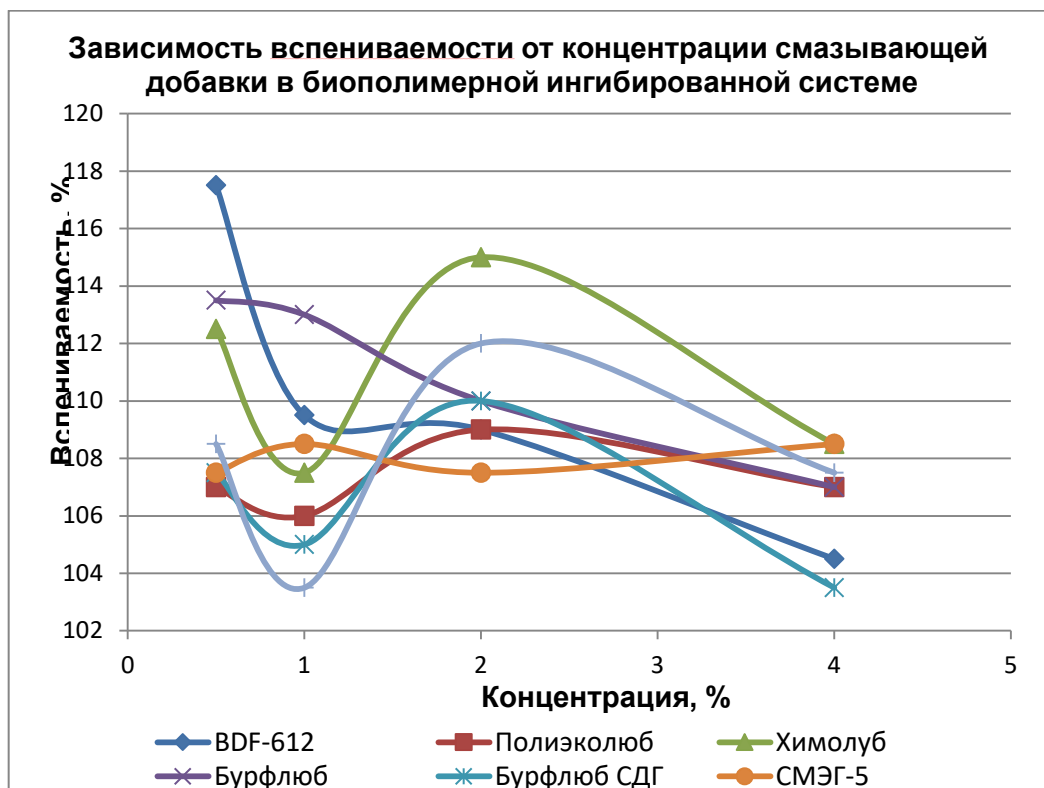


График 9. Зависимость вспениваемости от концентрации смазывающей добавки в полимерной инкапсулирующей системе.

ВЫВОДЫ

1. Наблюдается различная эффективность работы смазочных добавок в протестированных системах буровых растворов.
2. Пик эффективности работы смазки наблюдается при концентрации 1 %. При увеличении концентрации смазки более 2% резко падает эффективность ее работы
3. Содержание смазки не является объективной величиной, гарантирующей эффективную смазывающую способность.
4. Необходимо осуществлять лабораторное тестирование и определять оптимальные концентрации смазывающих добавок для конкретной рецептуры промывочной жидкости и регламентировать её в рабочих программах
5. Кроме оптимального коэффициента трения, необходимо учитывать пик пенообразующей активности добавки

УДК 622.24

**МЕТОДЫ СОЗДАНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ
ДИНАМИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО***Л.Б. Хузина, С.В. Любимова, А.Ф. Шайхутдинова**Альметьевский государственный нефтяной институт
Альметьевск, Республика Татарстан, Россия*

В соответствии с энергетической стратегией на период до 2030 года наша страна обладает значительными ресурсами нефти, однако в последние годы наметилась устойчивая тенденция падения её добычи и это связано с различными причинами. Для увеличения добычи нефтяных скважин необходимы новые разработки и технологии, одной из решений является бурение наклонно-направленных и скважин с горизонтальным окончанием [1,2,3]. Осложнения условий проводки скважин приводят к необходимости совершенствования оборудования, применяемого при бурении скважин.

Как показывают многочисленные лабораторные исследования и практический опыт бурения, значительного улучшения показателей бурения можно добиться путем наложения динамических нагрузок на породоразрушающий инструмент при сохранении его непрерывного контакта с забоем [3,4]. Это решается с применением долот PDC.

На сегодняшний день на российском рынке доля буровых долот PDC, используемых при бурении, составляет более 70%, оставшаяся доля приходится на шарошечные долота. В Республике Татарстан также наблюдается значительный рост применения долот данного типа и на сегодняшний день составляет более 82% [5].

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» в рамках выполнения анализа НИР была выявлена эффективность применения многообразных типов и марок долот PDC на различных интервалах бурения. Анализ показал, что наибольший рост механической скорости был на участках бурения под направление и кондуктор, представленных преимущественно мягкими и мягкими с включениями средних по твёрдости пород. Группа разбуриваемых месторождений Татарстана при бурении под эксплуатационную колонну в интервале 300-800 метров «губительна» для бурения долотами типа PDC из-за сильного износа вооружения долот. В результате наблюдались низкая механическая скорость и значительный износ резцов, более 70-80% [5].

Низкая механическая скорость, скорее всего, была связана с интервалом бурения, горно-геологический разрез которого представлен перемежающимися по твёрдости породами, переслаиванием известняков,

доломитов, аргиллитов и т.д., а также недоведением нагрузки до долота и подвисанием породоразрушающего инструмента.

Как известно ударно-вращательный метод бурения способен увеличить скорость прохождения твёрдых слоёв пород. Широкие теоретические и экспериментальные исследования в области создания гидроударников проводились специалистами ВНИИБТ, Российского университета нефти и газа им. Губкина, Уфимского государственного нефтяного технического университета, Тюменского государственного нефтегазового университета и др. исследователями [6].

Одним из решений для увеличения технико-экономических показателей и стойкости долот РДС является применение компоновки низа бурильной колонны с динамически активным элементом [7].

Предлагается компоновка низа бурильной колонны, состоящая из долота РДС, скважинного осциллятора, ВЗД, телесистемы и бурильных труб. Включенные в компоновку долото РДС образуют ровную цилиндрическую горную выработку, а осциллятор, состоящий из корпуса, калиброванной втулки, установленной в корпусе, клапана, оси, верхнего и нижнего диффузора, который прошел лабораторные испытания, способен создать низкочастотные колебания промывочной жидкости, достигающих забоя скважины [3,4].

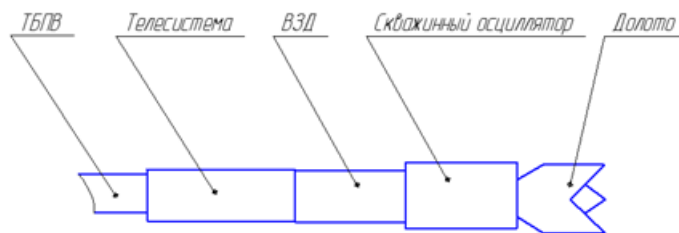


Рис. 1 - Состав КНБК с усиленной динамической нагрузкой на долото

Промысловые испытания компоновки проводились на скв. № 6053 Шереметьевского месторождения ПАО «Татнефть». Месторождение площадью 19,13 кв. км расположено на северо-западном склоне Южного купола Татарского свода. Бурение скважины велось буровой установкой БУ– 2000/125 ЭБМ. Для подачи промывочной жидкости (техническая вода) применяли буровые насосы БРН–1, осевая нагрузка на долото составила 9–10 т. Для бурения скважины использовали винтовой забойный двигатель ДРУ–172, долото РДС 215,9. Опытное бурение проводилось в интервале в интервале 305–800 м, геологический разрез сложен твердыми и крепкими породами. Проектная глубина скважины составила 1115 м. В процессе бурения контролировались такие параметры как механическая скорость бурения,

проходка на долото, осевая нагрузка на долото, давление промывочной жидкости, расход промывочной жидкости.

Включение в состав КНБК над долотом динамически активного элемента [8] способствует доведению динамической нагрузки до долота, увеличению механической скорости бурения, снижению силы трения бурильной колонны о стенки ствола скважины, устранению подвисания породоразрушающего инструмента, снижению нежелательных динамических напряжений на резцах долот PDC; за счет промывочной жидкости возникает мягкий пульсирующий поток, достигающий забоя скважины. Работоспособность и положительный экономический эффект при применении КНБК с усиленной динамической нагрузкой на долото были подтверждены лабораторными и промысловыми испытаниями [9-11].

Таким образом, применение в КНБК наддолотных устройств позволит увеличить показатели бурения при прохождении твёрдых, крепких пород.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Хузина Л.Б.* Использование новых технологических решений при бурении горизонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- М.: ВНИИОЭНГ.- 2006.- Вып.9.-С.25-26.
2. *Хузина Л.Б., Любимова С.В.* Технология увеличения длины горизонтального участка скважины // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. Том VII: Альметьевск. АГНИ. - 2009. – С.33-36.
3. *Хузина Л.Б., Петрова Л.В., Любимова С.В.* Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами // Нефтегазовое дело. 2012. № 5. С. 62-68.
4. *Хузина Л.Б., Любимова С.В.* Механизмы для снижения сил трения при бурении горизонтальных участков скважин. В сборнике: СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ – 2016 Сборник трудов Международной научно-технической конференции посвященной 60-летию филиала. 2016. С. 530-535.
5. *Хузина Л.Б., Любимова С.В., Шайхутдинова А.Ф.* Техника для снижения сил трения при бурении горизонтальных участков скважин. Нефтепромысловое дело. 2016. № 9. С. 38-42.
6. *Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Хузин Б.А.* Анализ и предложение по эффективному применению долот PDC на месторождениях ПАО «Татнефть» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, № 11, 2017. – С.15-19.

7. Патент № 126748 U1 RU, E 21 В 7/08. Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фаткуллин Р.Х., Мухутдинова А.А., Теляшева Э.А Оpubл. 10.04.2013 Бюл. №10.

8. Патент № 131792. Осциллятор-турбулизатор / Хузина Л.Б., Фархутдинов Ш.Х., Хузин Б.А., Еромасов А.В. Оpubл. 27.08.2013, Бюл. №24.

9. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фаткуллин Р.Х. и др. Промысловые испытания компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 12. – С. 18-22.

10. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фахрутдинов Ш.Х. Лабораторные испытания наддолотного осциллятора // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» 14-18 апреля 2014 г. Часть I. - Альметьевск: АГНИ, 2014. –С.187-191.

11. Хузина Л.Б., Фахрутдинов Ш.Х., Шайхутдинова А.Ф. Исследования осциллятора-турбулизатора в лабораторных условиях // Ежемесячный аналитический «Нефть и капитал». М. 2015. №4 – С.66-67.

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА
ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЙ
ПРОЕКТНЫЙ НАБОР ПАРАМЕТРОВ АЗИМУТА И ЗЕНИТНОГО
УГЛА. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРЕИМУЩЕСТВ РАЗЛИЧНЫХ
ТИПОВ ЗАБОЙНЫХ ТЕЛЕСИСТЕМ, КОМБИНИРОВАНИЕ ИХ
ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН**

В.В. Живаева, С.А. Лукьянов

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия,
sem@luckyanov.ru*

Ключевые слова: телеметрическое оборудование, канал связи, эффективность, комбинированный модуль

Современное состояние рынка телеметрического оборудования для Российского потребителя: сервисов наклонно-направленного бурения, выделенных организаций, оказывающих услуги аренды и обслуживания, производителей отечественных телеметрических комплектов – нельзя назвать позитивным.

Основные факторы, вызывающие опасение российских сервисников:

- Рост курса валюты, в которой проходит основная масса сделок по покупке комплексов MWD и LWD (здесь и далее measurement while drilling (измерение в процессе бурения) и logging while drilling (регистрация данных в процессе бурения)), запасных и расходных частей и отдельных модулей в сборе.
- Геополитическая ситуация, не дающая уверенность в том, что сделка будет завершена полностью и в срок, без незапланированных трат со стороны покупателя, что, в силу дороговизны приобретаемых устройств и их элементов, в пессимистичном сценарии, ставит под угрозу существование среднего бизнеса неаффилированных негосударственных компаний, допустивших такие риски в своей деятельности.
- Плачевное состояние отрасли производства электронной компонентной базы, витоновых РТИ, твердосплавных изделий для корпусных и механических изделий, применяемых в работе телеметрических комплексов.
- Безальтернативность способа получения некоторых видов каротажных данных в процессе бурения как полностью, так и частично (в некоторых типоразмерах), в следствие ухода с рынка некоторых иностранных сервисных компаний, вызванного санкционными правилами взаимодействия сервисных подрядчиков в нашем регионе.

Ни для кого не секрет, что работа по улучшению климата сервисного рынка ведется всеми возможными способами, включая реорганизацию юридических лиц иностранных поставщиков, создание транзитных международных баз, позволяющих снизить риски ввоза оборудования в страну, фактическое изменение технологий производства иностранных сервисных компаний, продолжающих функционировать в России и многие-многое другие способы, некоторые из которых вызывают вопросы от дальнейшего соответствия прежней надёжности поставляемых элементов до легальности самой процедуры поставки с сопутствующим ростом рисков для конечного потребителя зарубежной продукции и продуктов крупноузловой сборки устройств из иностранных компонентов.

С большой уверенностью можно сказать, что основными типами устройств для проведения измерений во время бурения, включающих в себя такие параметры как зенитный угол, азимут, различные виды каротажей, эквивалентная циркуляционная плотность, для сервисных компаний, использующих оборудование несобственного производства, являются телесистемы с электромагнитным каналом связи, гидравлическим каналом с положительным импульсом (доля компаний,

использующих отрицательный импульс, ничтожно мала), начинающие завоевывать рынок Роторно-Управляемые системы с комплексом телеметрии на борту.

При этом, довольно легко увеличить детализацию этой статистики:

- Электромагнитный канал связи представлен, в основном, отечественными телесистемами БТС и ЗТК производства компаний Битас и ТехГеоБур соответственно. При том, что телесистемы очень похожи, но производство Битас явно нацелено на внешнего потребителя, а ТехГеоБур сейчас сосредоточен на поддержании и развитии собственного парка. Таким образом, доля БТС на рынке существенно больше всех конкурентов. Было бы несправедливо упомянуть о линейке телесистем СИБ, которые могли бы составить конкуренцию вышеуказанным комплексам, если бы не дороговизна владения: приобретения, закупки оригинальных запчастей и организации самостоятельного обслуживания.
- Гидравлический канал связи изначально представлен телесистемами с верхним и нижним расположением пульсатора. Это Тензороподобные комплексы (Телеметрикс, Тензор, Компасс, НьюТек, ТолТек и многие-многие другие аналоги, выпускающиеся по лицензии и вполне самостоятельно), и телесистемы APS Technology. Можно было бы сказать, что уже существует несколько клонов-аналогов APS российского и китайского производства, но, исследуя результаты их работ на месторождениях западной Сибири, невозможно назвать их конкурентами по причине низкой надежности и частичной привязанности к оригинальному или 100% аналогичному ЗИПу APS Technology.
- Наиболее передовые РУСы принадлежат и используются иностранными сервисными компаниями. Проект российского РУК, испытания которого проводились ещё в 2015 года, так и не смог на сегодня стать коммерческим конвейерным решением, а РУС производства APS Technology в сотрудничестве с партнерами, в настоящее время поставляемый в Россию некоторым сервисным компаниям, до сих пор находится в стадии тестирования и требует существенной доработки и технической, и электронной (забойной) части. При этом, суть телеметрического комплекса, входящего в состав РУС, не имеет принципиальных различий с обычными телесистемами гидравлического канала связи, описанными

выше и работающими совместно с ВЗД. Поэтому отдельно углубляться в описание этого раздела в рамках этой статьи мы не будем.

Телесистемы с электромагнитным сигналом весьма эффективны при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин с вертикалями до 3000м и отходами до 1500м. Они дешевы, просты, надёжны, имеют высокую толерантность к внешним факторам (раствор, вибрации), отлично справляются с высокими скоростями проходки с позиции определения положения отклонителя ВЗД и проведения работ по LWD, обладают необходимой точностью измерения геометрических параметров буримого ствола, опционально имеют минимальный набор доступных для записи во время бурения геофизических данных (гамма каротаж, кажущееся сопротивление), возможно взаимодействие с наддолотными модулями по короткому радиоканалу с частотой, отличной от основной, передаваемой на поверхность, возможна установка репиттеров и кабельных удлинителей (не самое надежное на текущий момент решение). Такие телесистемы отлично справляются с работами на кустовых площадках, где пласты хорошо исследованы и упор сделан именно на скорость строительства. В настоящий момент эти телесистемы доступны во всех ходовых типоразмерах (210, 172, 120, 105мм), что позволяет работать ими даже при бурении боковых стволов.

В случаях, когда требуется более полный комплекс каротажных данных LWD (и дополнительно набор кривых «из памяти» приборов, считываемый после разборки КНБК, называемый RWD), неизбежно использование телесистем с гидравлическим каналом связи. Они практически не имеют ограничений по длине ствола, отходу, вертикали, но предъявляют разумные требования к однородности промывочной жидкости, её удельному весу, наличию коагуляционных материалов. Тем не менее только в этих телесистемах сейчас присутствуют такие устройства как волновые резистивиметры, нейтронные каротажные комплексы, датчики эквивалентной циркуляционной плотности и многие другие прямые и косвенные параметры, позволяющие исследовать пластовую геометрию и сам процесс бурения.

Наиболее подробно следует остановиться именно на телесистемах с гидравлическим каналом связи, так как конкуренция и принципиальные отличия конструкций этих устройств наиболее очевидна.

С практической точки зрения, основным преимуществом тензороподобных телесистем является малое энергопотребление, позволяющее при стандартной компоновке с инклинометром и гамма каротажом выполнять автономные рейсы свыше 200 часов циркуляции. Механическая часть этих телесистем проста, что позволяет проводить их обслуживание на кустовых площадках без вывоза в специализированные сервисные центры, что особенно актуально для автономных

месторождений. Однако, нижнее расположение пульсатора, извлекаемая конструкция посадочного места, большой риск размывания рабочих поверхностей низа пульсатора (штока, наконечника, диафрагмы) при превышении содержания песка и твердой фазы в целом в промывочной жидкости, отрицательно сказывается на её эксплуатационных свойствах: увеличивается расстояние долото-датчик относительно телесистемы APS, появляется риск вылета телесистемы из посадочного места, и, основное, низкая толерантность к состоянию бурового раствора.

Телесистема APS не имеет всех вышеописанных недостатков, но, из-за особенностей конструкции роторного пульсатора, имеет высокое энергопотребление и, за редким исключением, по сути не является извлекаемой.

Ограничения в возможностях поставок нового телеметрического оборудования, взамен исчерпавшего свой ресурс, а также получения официальной поддержки, и участия в разработке новых устройств, потребность в которых очевидно и настойчиво озвучивает современный заказчик, не оставляет сервисам наклонно-направленного бурения и другим игрокам рынка телеметрического оборудования производить модернизацию оборудования собственными силами, комбинируя и добавляя функционал имеющимся устройствам.

Оттолкнувшись от этих реалий, сейчас получил сильнейший толчок для развития рынок неоригинального ЗИП и даже производства полноценных аналогов оригинальных приборов на территории России командами энтузиастов, имеющих доступ к базе знаний и компонентам (б/у или новым). Тенденция эта полярна в осмыслении: с одной стороны, потребитель получает возможность закрыть свои потребности в короткие сроки, пользуясь услугами Российских партнеров, но с другой – качество этих приборов не подтверждено никакой сертификацией и больше напоминает «серый» рынок технологичных подделок.

Тем не менее, не стоит умалять вклад этих энтузиастов в развитие отрасли в сложное для неё время. Именно они, обладая знаниями нижнего уровня документирования устройств, предлагают интересные решения, позволяющие потребителю более эффективно использовать имеющийся у него парк телесистем, или предлагать свои услуги заказчикам, предъявляющим повышенные требования к возможностям получения данных датчиками забойной части телеметрического комплекса.

Зачастую, такие решения просты в исполнении и требуют лишь производства набора физических переходников, позволяющих коммутировать компоненты телесистем различных типов. При этом, официальный производитель не имеет возможности предложить ничего подобного, так как это противоречит патентным и лицензионным соглашениям компаний, выпускающих это оборудование именно в той

спецификации, как она продается потребителю. Один из примеров таких решений – использование отработанных элементов питания телесистемы APS Technology для комплексов тензороподобных телесистем. Это даёт существенную экономию, так как тензороподобные телесистемы используют значительно более низкие токи для своей работы и могут продолжать функционировать на элементах питания, с которыми телесистемы APS Technology, к примеру, работать уже не могут из-за достижения нижних пороговых значений, принудительно отключающих электронику.

Есть и гораздо более сложные решения, позволяющие, например, использовать нижний пульсатор тензороподобной телесистемы с «проходным» прибором измерения волнового сопротивления (резистивиметром WPR) телесистемы APS Technology. При этом, в зависимости от парка используемых телесистем конкретной компании, возможен обратный переход на модули гамма-каротажа и инклинометра Tensor сразу после («выше») резистивиметра.

Наиболее передовыми решениями в области «селекционирования» телеметрических комплексов в России, безусловно, можно назвать те, которые дают не просто экономическую выгоду эксплуатирующей организации, связанную с экономией ЗИП, но позволяют получать от телесистемы с забоя и из памяти параметры, изначально не предусмотренные производителем оригинального оборудования. Таким примером могут служить различные комбинации колларных и неколларных резистивиметров удельных сопротивлений, модулей нейтронного каротажа, в том числе и российского производства. При этих операциях производится доработка всех модулей компоновки: осуществляется коммутация незадействованных резервных контактов разъемов, модернизация несущей рамы и соответствующих корпусных деталей для уменьшения длины компонентов (в связи с невозможностью сборки КНБК стандартной конфигурации телесистемы из-за ограничений по вылету тальблока бурового станка).

Отдельно надо отметить, возможности стороннего ПО, разрабатываемого для этих целей. Эти независимые интерпретаторы позволяют не только декодировать последовательности передачи данных наиболее распространенных телесистем, но и обучать их использовать свои – модернизированные, так как увеличение количества передаваемых данных неизбежно ведёт к повышению скоростей передачи данных пульсаторами, без возможности влиять на реальные параметры раствора, которые телесистема встретит при бурении.

Сам факт возникновения потребности в описанных выше работах и, как следствие, резко возросшее предложение на эти услуги, говорит о нездоровой ситуации на цивилизованном рынке высокотехнологичных промышленных товаров в нашей стране. Особенно остро стоит вопрос с

качеством используемых компонентов для производства подобных решений. Тем не менее, при оптимистичном сценарии, подобная ситуация может дать толчок для развития отечественных производственных предприятий, которые будут действовать вполне официально, и производить конкурентные решения для международного применения без явного клонирования, с применением собственных компонентов первого уровня.

При этом, рынок отечественного программного обеспечения, предназначенного для интерпретации сигналов телеметрических комплексов уже есть, и его продукты даже сейчас по своим возможностям существенно опережают возможности забойных устройств телесистем.

Таким образом, производство комбинированных комплексов телеметрических комплексов даст существенный толчок для развития отрасли, позволяя использовать только передовые решения, избавляясь от изначальных технологических проблем оборудования отдельных производителей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. «Современное машиностроение» журнал № 2-3 (8-9) 2009г.
2. *Ерохин В.П.* Развитие техники и технологии строительства скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. - 2004. - №2 - с. 74-79.
3. Инженерный подход к бурению горизонтальных скважин. «Sperry-Sun Drilling Services», 1992
4. *Гилязов Р.М. и др.* Технология строительства скважин с боковыми стволами. Уфа: Монография, 2002. 290с.
5. Стандарт предприятия. Техничко-технологический регламент на проектирование и строительство скважин. ОАО «СН-МНГ». Мегион, 2000.
6. *Демихов В. И.* Средства измерения параметров бурения скважин: Справочное пособие. М.: Недра, 1990.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОТЕРИ ГЕРМЕТИЧНОСТИ КРЕПИ СКВАЖИН И РАЗРУШЕНИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

А.С. Жаркенов

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
bngssamgtu@mail.ru*

Поднята проблема потери герметичности крепи скважин, а также разрушения цементного камня. Рассмотрены причины возникновения заколонной циркуляции, внутрипластовых и межпластовых перетоков на месторождениях Самарской области. Приведены подходы, направленные на предупреждение потери герметичности цементной крепи. Показаны результаты исследований армирующих тампонажных систем воздействующих на снижение проницаемости и контракции цементного камня и повышающих прочностные свойства.

Ключевые слова: бурение, тампонажные системы, герметичность крепи, дисперсное армирование, заколонная циркуляция, проницаемость, седиментация

Prevention of Wells Support Structural Integrity Loss and Cement Degradation

A. Zharkenev, Ph.D. student
(Samara State Technical University, FSBEI of Higher Education)
bngssamgtu@mail.ru

Problems of wells support structural integrity loss and cement degradation have been raised. Reasons of annulus circulation, interformational cross-flows and fluid migration at Samara region reservoirs have been considered. Approaches focused on prevention of cement support structural integrity loss have been adduced. Research results of dispersed reinforcement systems, affecting permeability decrease and cement contraction, and increasing strength properties have been exposed.

Key words: drilling, slurry system, support structural integrity, dispersed reinforcement, annulus circulation, permeability, sedimentation

Крепление скважин остается ключевым фактором, определяющим ее качество. Важная роль цементирования определяется тем, что этот этап является завершающим в цикле строительства скважины. Некачественное цементирование может практически сделать бесполезными все предыдущие усилия и затраты по бурению, поскольку исправительные работы весьма дороги и малоэффективны. Особое

значение качественное цементирование, обеспечивающее герметичность заколонного пространства скважины, имеет для скважин с аномально высокими пластовыми давлениями, поскольку в случае неудачи, это может привести как к технологической, так и экологической аварийным ситуациям.

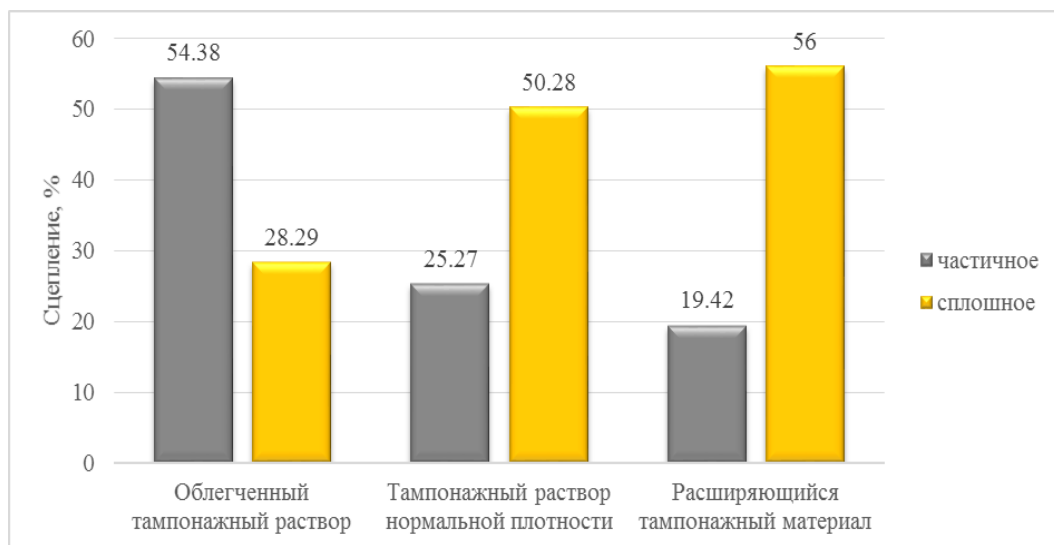
Условия оценки качества крепи в зависимости от горно-геологического разреза различаются. Основными и общими критериями в качестве показателей эффективного крепления скважин принято считать:

- образование в заколонном пространстве скважины безусадочного тампона с равномерной толщиной цементного камня;
- получение цементного камня с низкой проницаемостью;
- высокое сцепление цементного камня с горной породой и обсадной колонной;
- удержание обсадной колонны от возможных перемещений, деформаций, ударных нагрузок;
- защита обсадной колонны от воздействия коррозии.

Для определения качества цементирования обсадных (эксплуатационных) колонн, причин потери герметичности крепи скважин на месторождениях Самарской области, выполнен анализ фактически пробуренных скважин за 2017 г. (119 скважин, 51 месторождение).

Проведенный анализ качества крепления скважин по результатам интерпретации данных акустического контроля цементирования (АКЦ), а именно анализ сцепления цементного камня с обсадной колонной при использовании как тампонажных растворов с облегченной и нормальной плотностями, так и расширяющихся тампонажных систем, показал следующие результаты, приведены на гистограмме 1.

Гистограмма 1



В целом, качество крепления рассматриваемых скважин можно отметить как хорошее. Наиболее высокая адгезия достигается с применением расширяющегося тампонажного материала в интервале продуктивных горизонтов. Данный факт обусловлен воздействием расширяющихся добавок на снижение проницаемости и контракции цементного камня, его водоотделения.

Несмотря на удовлетворительный показатель сцепления цементного камня с обсадной колонной, отмечены факты негерметичности крепи на 18 скважинах (15%) (диаграмма 1).

Диаграмма 1



Причины потерь герметичности крепи 18 скважин в процентном соотношении распределяются следующим образом: негерметичность цементной крепи – 10 скважин (56%), негерметичность внутрискважинного оборудования (МСЦ, пакеры) – 4 скважины (22%),

негерметичность эксплуатационных колонн – 4 скважины (22%) (диаграмма 2).

Диаграмма 2



При проведении анализа причин негерметичности цементной крепи после работ по перфорации выявлено следующее: на рассматриваемых скважинах отмечено близкое расположение водоносной части пласта к нефтеносной (пласты Д1', ДII пашийского горизонта, Д3^{VI} воронежского горизонта, Б2 бобриковского горизонта). На момент окончания процесса цементирования давление столба тампонажного раствора превышает как давление нефтяного, так и водяного пластов. В процессе ОЗЦ по мере снижения гидростатического давления возникает перепад давления между двумя близко расположенными пластами и в этом случае происходит внутрислоевое движение жидкости по образовавшимся седиментационным каналам в цементном камне в процессе оседания твердой фазы тампонажного раствора.

Процесс седиментации приводит к возникновению движения вверх свободной воды в тампонажном растворе, вытесняемой оседающими зернами твердой фазы. Процесс протекает по всему объему, и выделившаяся вода формирует канал, который сохраняется и после схватывания в цементном камне. Процесс седиментации протекает более интенсивно с увеличением значений следующих параметров: кольцевой зазор, температура, зенитный угол ствола скважины, водоцементное отношение тампонажного раствора, растекаемость, время начала схватывания тампонажного раствора после момента "стоп". В вертикальных скважинах сформировавшийся канал может иметь произвольную траекторию, а в наклонном стволе формирование канала

происходит на верхней стенке. Но и в обоих случаях канал может пронизывать всю высоту тампонажного раствора, а затем и камня.

Также, наряду с выявленной причиной, определены возможные вторичные причины возникновения заколонной циркуляции, приведены в таблице 1.

Таблица 1

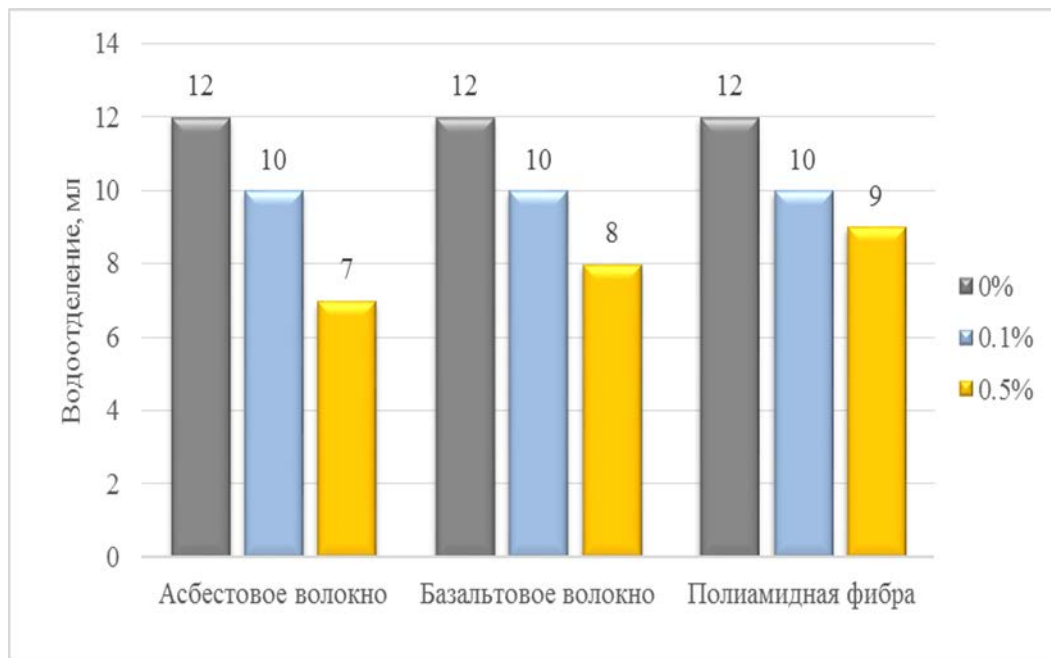
Причина	Рекомендации
Отсутствие расчётов реологической иерархии и, как следствие, возможный неправильный подбор рецептур буферных жидкостей и цементных растворов.	Использование специализированного ПО для расчётов реологической иерархии и учёт этого при подборе рецептуры.
Отсутствие дополнительной изоляции продуктивных интервалов.	Применение заколонных пакеров (гидравлических или набухающих) в продуктивных интервалах для разделения пласта с водой от углеводородов.
Неудовлетворительная центрация обсадной колонны и, как следствие, неполный вымыв шлама и загеленного бурового раствора.	Установка укрепляющих мостов в случае образования больших каверн. Обеспечение эксцентриситета не менее 70%. Расчёт количества и интервалов установки центраторов в специализированном ПО с учётом данных инклинометрии и кавернометрии. Применение турбулизаторов в интервалах образования крупных каверн. Усиление контроля установки оснастки обсадной.
Промывка перед цементированием с недостаточным расходом и, как следствие, неполный вымыв шлама и загеленного бурового раствора.	Выполнение работ в соответствии с согласованной программой по цементированию скважин. Расчёт максимально возможной производительности при промывке в специализированном ПО с учётом давления начала поглощения и давления активации оборудования. Проведение LOT и FIT тестов для актуализации давления начала поглощения и максимально допустимой ЭЦП по стволу скважины.
Опрессовка колонны (и воздействие на цементную крепь) в ходе заключительных работ.	Проводить опрессовку колонны только один раз – сразу после получения момента «стоп». В дальнейшем опрессовки исключить, в случае необходимости опрессовки ПВО или колонной головки применять приустьевого пакер.

Одним из методов, предупреждающих потерю герметичности крепи скважин и разрушение цементного камня является технология дисперсного армирования. Армирующие добавки существенно воздействуют на снижение проницаемости и контракции цементного

камня, его водоотделения, кроме этого повышают прочностные и деформационные свойства.

Для определения влияния армирующих компонентов на водоотделение тампонажных растворов были выбраны следующие виды волокон: хризотил асбеста, базальтовое волокно, полиамидная фибра. Полученные результаты приведены на гистограмме 2.

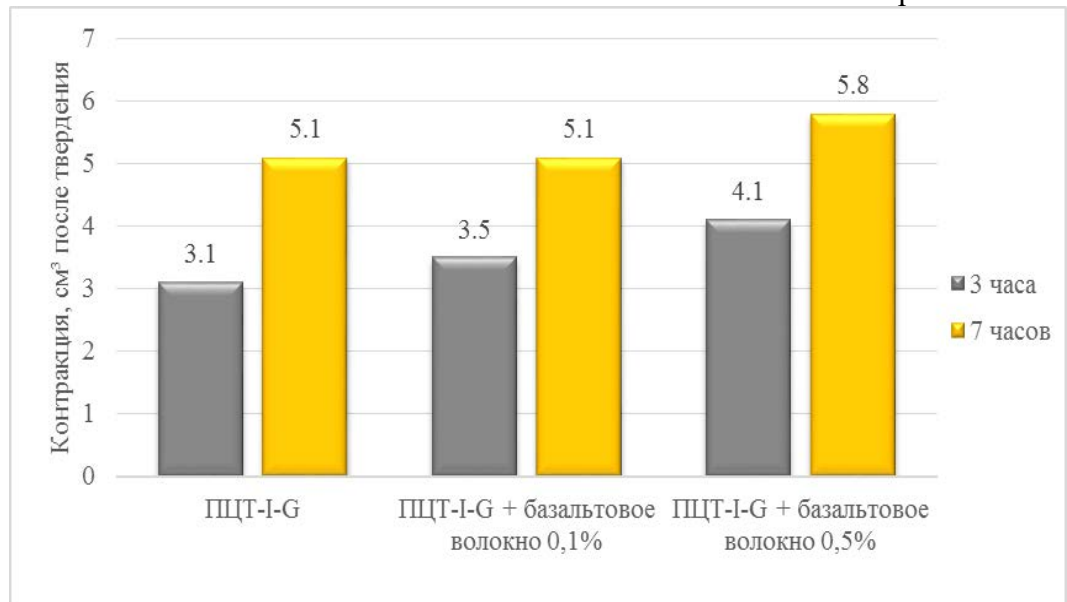
Гистограмма 2



Проведенные опыты показали, что использование всех армирующих добавок снижало водоотделение тампонажных растворов. Причем для базальтового волокна, при увеличении длины волокон, эффект уменьшения водоотделения проявился сильнее. В отличие от других компонентов наиболее лучший эффект достигается при применении асбеста. Данное преимущество является следствием образования общей структуры асбеста с продуктами твердения за счет присутствия в составе асбеста оксидов, близких по составу к цементу.

При оценке влияния армирующих компонентов (базальтового волокна) на контракцию при твердении тампонажных растворов было установлено, что в начальные часы твердения (1-7 ч) у армированных цементов контракция на 13-32 % выше, чем у неармированных цементов, полученные результаты приведены на гистограмме 3.

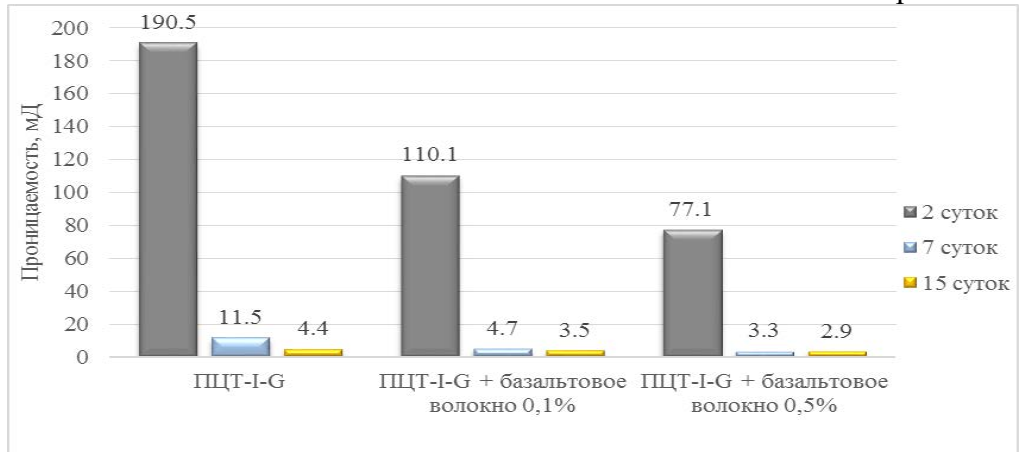
Гистограмма 3



Несмотря на незначительное внешнее влияние армирующего компонента на контракцию, снижаются внутренние напряжения при контракции и компенсируется усадка цементного камня.

Проведенные исследования по определению влияния армирующих компонентов на проницаемость цементного камня показали, что добавка базальтового волокна снижает проницаемость, начиная с самых малых концентраций, полученные результаты приведены на гистограмме 4.

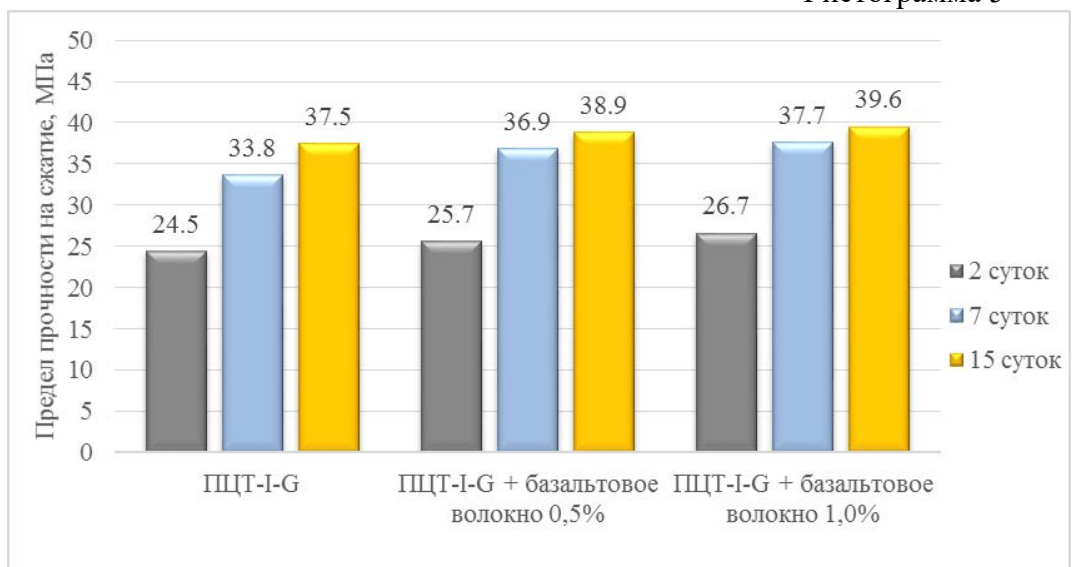
Гистограмма 4



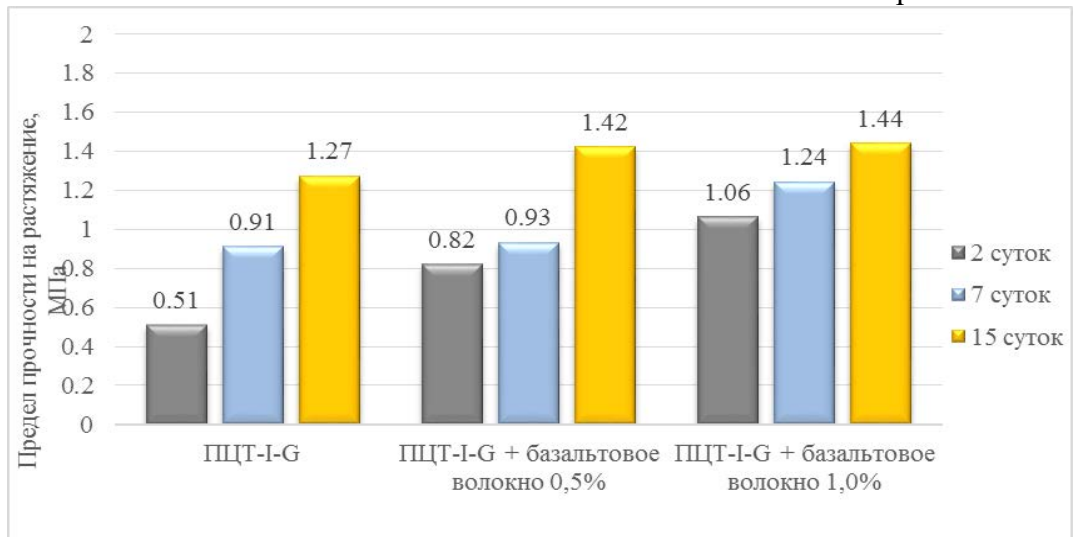
Положительное влияние армирующего компонента на проницаемость цементного камня связано с более ранним образованием замкнутых пор, которые наиболее активно образуются до 7 суток твердения.

При проведении опытов по определению показателей механических свойств цементного камня были выбраны рецептуры тампонажных растворов с добавкой базальтового волокна концентрацией 0,5% и 1,0%, длина волокон 6 мм. Время испытания 2, 7, 14 суток, температура твердения 50 °С. На гистограммах 5-7 приведены результаты измерения предела прочности на сжатие, растяжение и изгиб камня в возрасте 2, 7, 14 суток соответственно, при различных концентрациях волокон длиной 6 мм.

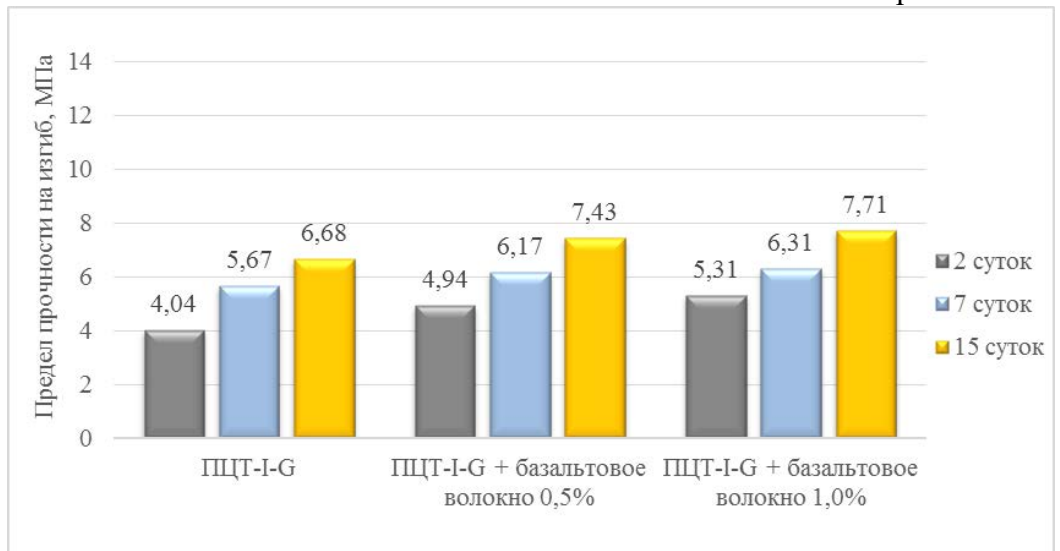
Гистограмма 5



Гистограмма 6



Гистограмма 7



Из приведенных анализов можно сделать вывод, что в двухсуточном возрасте цементного камня базальтовое волокно имеет существенное влияние на прочностные свойства. Например, при концентрации волокон 0,5% и 1,0% увеличение показателя прочности на растяжение составил 60 и 108% соответственно. Увеличение показателя прочности на изгиб, при тех же концентрациях составил 22 и 31% соответственно. Увеличение прочностных показателей на сжатие

составил 5 и 9% соответственно. Аналогичное отношение влияния базальтового волокна при различных видах нагружения сохраняется и в более поздние сроки твердения. Основной принцип работы армированного тампонажного раствора состоит в том, что после твердения цементного камня волокна сильно связываются с камнем за счет сил адгезии, шпоночного зацепления по поверхности криволинейной формы или анкеров на концах волокон. При действии растягивающих или изгибающих нагрузок волокна и цементный камень работают совместно, сопротивляясь им значительно лучше, чем неармированный материал.

Таким образом, применение метода армирования тампонажных систем для предупреждения потери герметичности крепи скважин позволит повысить эффективность строительства скважин.

Выводы

1. Снижение гидростатического давления в процессе ОЗЦ приводит к перепаду давления между близкорасположенными нефтяным и водяным пластом, что является причиной внутрислоевого движения жидкости.

2. Применяемые буферные жидкости не обеспечивают разделения бурового и тампонажного растворов. Отсутствует реологическая иерархия при подборе рецептур буферных жидкостей.

3. Необходимо проведение LOT и FIT тестов с целью актуализации градиентов гидроразрыва для расчета максимальной производительности при промывке перед цементированием. Промывка с максимально возможной производительностью для обеспечения лучшего вымыва шлама и загеленного бурового раствора.

4. Все виды волокон способствуют снижению водоотделения тампонажных растворов за счет образования собственной или ускоренного формирования в тампонажном растворе коагуляционной структуры, способной удерживать свободную воду в тампонажном растворе.

5. Добавка базальтового волокна снижает проницаемость цементного камня, причем с увеличением концентрации, его влияние на проницаемость цементного камня усиливается, благодаря способности образования замкнутых пор, наиболее активно проявляющегося с ранние сроки твердения.

6. Армирующие компоненты существенно влияют на прочностные свойства цементного камня.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи нефтяных и газовых скважин. - Краснодар: Просвещение-Юг, 2008. - 767 с.
2. Баженев Ю.М., Мохов В.Н., Бабков В.В. Количественная характеристика ударной выносливости цементных бетонов //Бетон и железобетон.- 2006.-№1.- С.2-5.
3. Алексеев Л.А. Причины нарушения и повышение долговечности крепи скважин. - Уфа: изд-во УГНТУ, 2002. - 70 с.

ОБЗОР СИСТЕМ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ ОБРАЗЦА ГОРНОЙ ПОРОДЫ В УСЛОВИЯХ ВСЕСТОРОННЕГО НАГРУЖЕНИЯ

П.Н.Букин, А.А.Подъячев, Е.Д.Шмелев, О.П.Козлов

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Введение

Современные способы добычи нефти и газа во многом опираются на строительство наклонных и горизонтальных скважин. Однако при бурении таких скважин возникают осложнения, связанные с устойчивостью ствола, которые напрямую зависят от прочностных и деформационных свойств горной породы, а также от анизотропии, давления на забое и геометрии ствола скважины. Осложнения, связанные с частичным обрушением и потерей устойчивости ствола скважины как правило нуждаются в больших материальных и временных затратах. Поэтому предотвращение и предупреждение таких осложнений значительно снижают себестоимость и время эксплуатационного бурения.

Решение таких задач возможно с помощью моделирования условий всестороннего сжатия на установке независимого трехосного нагружения, разработанной кафедрой «БНГС» СамГТУ.

Моделирование условий напряженного состояния горной породы проводится на установках, которые могут различаться как по конструкции, так и по способу создания напряжений в образце.

Одним из самых приближённых методов является испытание керна на истинное трехосное сжатие, так как он удовлетворяет основному принципу залегания горных массивов, а именно: создаваемое в образце, состояние всестороннего сжатия, моделирует «реальные

условия» залегания. Например, испытание на одноосное сжатие (UCS) (когда $\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3 = 0$) хоть и полезно, но не отражает реальных условий залегания. С другой стороны, псевдотрехосное сжатие (установка стабилометра) ($\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3$) является более приемлемым и широко используется на практике, однако испытание цилиндрического образца грунта в стабилометре не позволяет провести исследование с произвольно изменяемыми главными напряжениями по трем взаимно перпендикулярным осям X, Y, Z. Было установлено, что, несмотря на сложность проведения опыта, испытание на истинное трехосное сжатие ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$), создаёт условия, наиболее близкие к реальным.

В большинстве случаев распределение напряжений является трехмерным с неравными значениями напряжений по трем осям координат. Подобный характер распределения напряжений невозможно создать в цилиндрических образцах грунта. Форма образца грунта в виде кубика позволяет однозначно прикладывать напряжения на его сторонах, что является достоинством данных испытаний. В то же время существенным недостатком является влияние граничных условий и геометрических размеров образца на возникающую неоднородность деформации. Приборы, в которых проводятся испытания кубических образцов грунта, называются приборами истинного трехосного сжатия, так как в них можно реализовать общий случай нагружения, когда $\sigma_1 \neq \sigma_2 \neq \sigma_3$. [1]. Рис.1

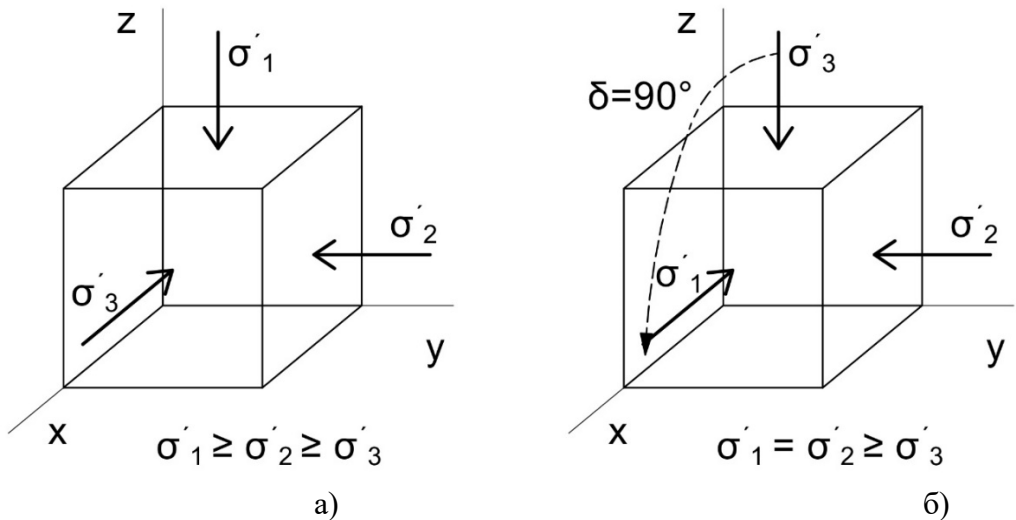


Рис.1. Условия нагружения образца грунта в приборе истинного трехосного сжатия: а – общий случай нагружения, б – вращение наибольшего главного напряжения σ_1 на 90°

По конструкции, установки независимого трехосного нагружения делятся на 4 класса:

1. Компрессионные установки с локализирующей системой, где осевые нагрузки, создаются гидроцилиндрами с жесткими плитами, а ограничивающее давление, создается металлом, маслом или расплавленной солью под давлением. Рис.2а
2. Установки с многоупорными системами, где нагрузки, создаются гидроприводом или системой приводов и фиксированными опорами, а приложение нагрузки передается через жесткие плиты. Рис.2б
3. Установки конструкции Моги, где нагрузка создается гидроцилиндрами, погруженными в корпус под высоким давлением. Рис.2в
4. Установки тип «Гидроподушки», где нагрузки создаются гидроподушками под давлением, которые располагаются между образцом в виде куба и стенами полый кубической камеры. Рис. 2г.

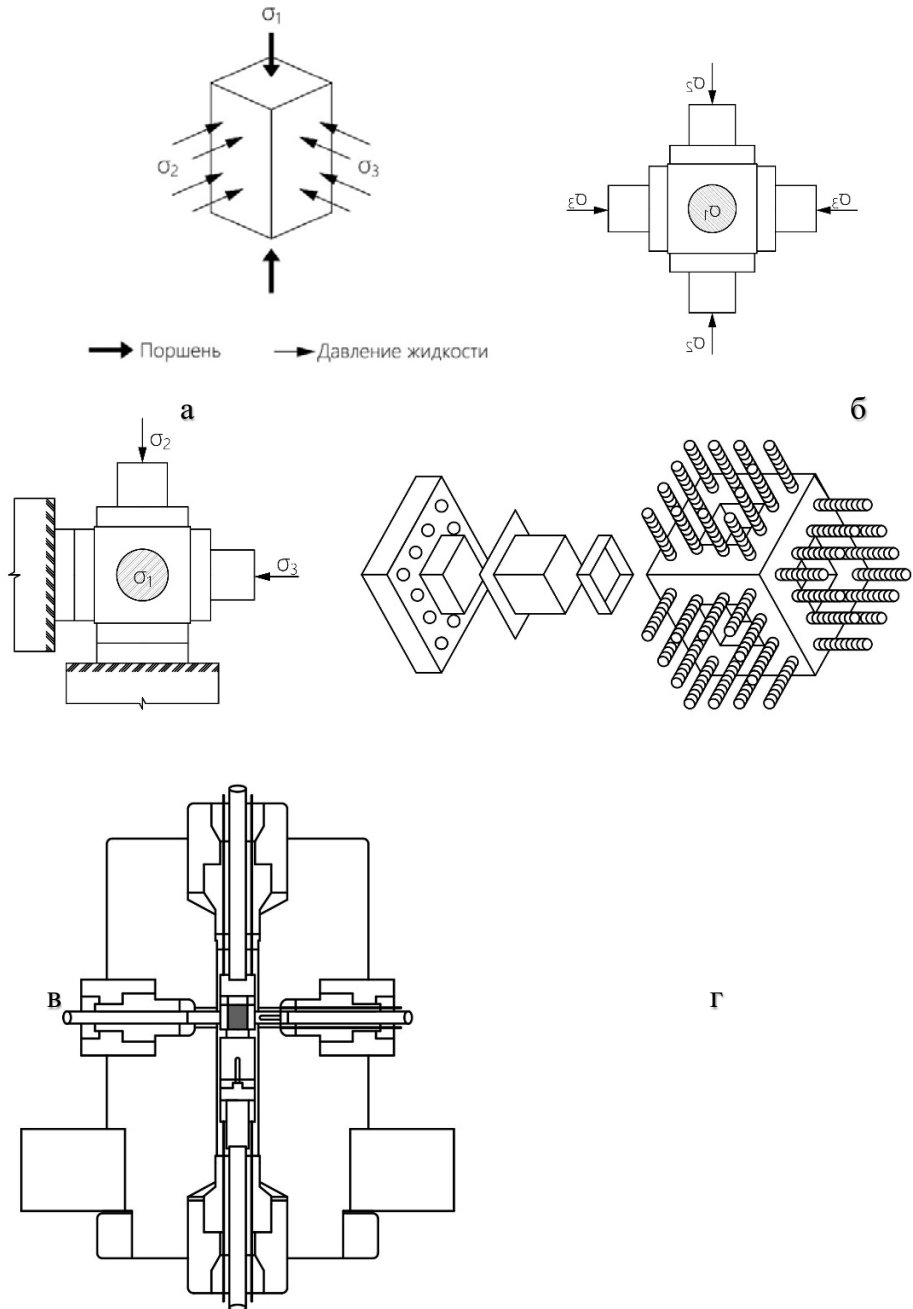


Рис. 2 Типы установок на трехосное сжатие.

Установка истинного трехосного сжатия.

За основу кинематики установки, разработанной на кафедре «БНГС» СамГТУ для истинного трехосного сжатия, была взята

испытательная система трехосного независимого нагружения (ИСТНН) Института проблем механики РАН.[2]

Конструкция установки относится ко второму классу, где нагрузка создается гидроприводом, а прикладывается стальными плитами. Три опорные плиты зафиксированы, перпендикулярно друг другу, три оставшиеся закреплены на штоках гидравлического пресса и независимо перемещаются, ортогонально друг другу, прикладывая нагрузку на образец керна квадратной формы размером 50x50x50мм.

Рабочая камера, как и образец керна, имеет форму куба, с ребром L_0 . Особенностью конструкции узла нагружения является то, что рабочая поверхность нажимной плиты (поверхность, контактирующая с образцом) имеет размер несколько больший, чем размер грани образца $L_0 + \Delta L_0$, и в рабочем положении нажимные плиты установлены с заходом относительно друг друга. Таким образом, активная нажимная плита, перемещаясь в осевом направлении и деформируя образец, сдвигает две соседние нажимные плиты (одну активную и одну опорную) в том же направлении. [3] Рис.3 Проблема деформации прижимающих и опорных штоков из-за боковых нагрузок, решается путем установки подшипников между пластиной и штоком, что позволяет снять большую часть нагрузки перпендикулярной оси нагружения.

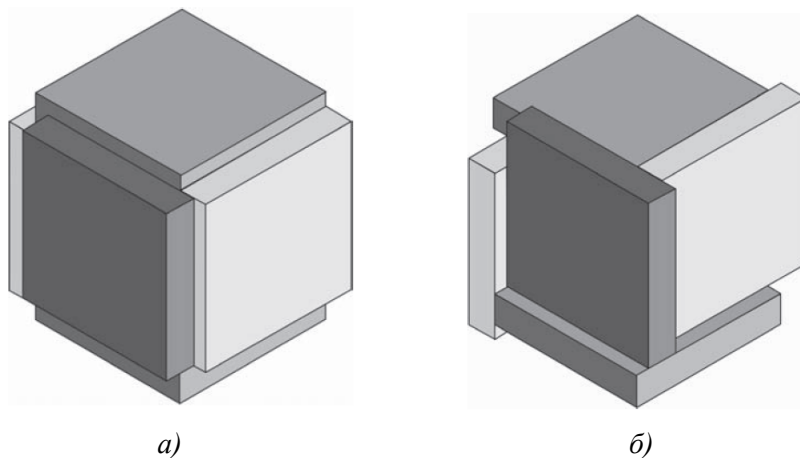


Рис.3. Кинематика движения плит:
а) исходной состоянии, б) деформированное состояние

Такая конструкция по сравнению с другими испытательными средствами на сложное нагружение с использованием жестких нажимных плит обеспечивает равномерное приложение нагрузок по всей площади образца в течение всего процесса деформирования, включая стадию разрушения, что существенно упрощает анализ результатов экспериментов, так как отпадает необходимость учета концентрации напряжений в области ребра образца. [3]

Определение анизотропии деформационных и прочностных свойств на установке истинного трехосного сжатия

Для **определения** анизотропии исследуемой породы в прижимные пластины установлены акустические датчики эмиссии, три излучающих и три принимающих датчика. Путем замера времени и форме затухания сигнала определяются модуль Юнга, коэффициент Пуассона и Модуль сдвига. Скорости измеряются в трех перпендикулярных направлениях.

Для определения этих значений специально подготавливается керновый материал. Керн вырезается под углом 0^0 к оси скважины для нахождения модуля Юнга и коэффициента Пуассона и под углом 45^0 для определения модуля сдвига.

Затем образец нагружается по трем программам: объемное сжатие, обобщенный сдвиг, обобщенное сжатие.[3]

Программа нагружения 1 - объемное сжатие: образец равномерно сжимается по всем трем осям.

$$\Delta\sigma_1 = \Delta\sigma_2 = \Delta\sigma_3 = \Delta\sigma$$

Программа нагружения 2 - обобщенный сдвиг: по одной из горизонтальных осей образец сжимается, по другой в той же степени разгружается, по вертикальной оси напряжение сохраняется на одном уровне.

$$\Delta\sigma_1 = 0, \Delta\sigma_2 = \Delta\sigma, \Delta\sigma_3 = -\Delta\sigma$$

Программа нагружения 3 - обобщенное сжатие: по вертикальной оси образец сжимается, по двум горизонтальным осям одинаково разгружается, но вдвое меньшей степени, чем сжимается по вертикальной оси.

$$\Delta\sigma_1 = \Delta\sigma, \Delta\sigma_2 = \Delta\sigma_3 = -\frac{1}{2}\Delta\sigma$$

При испытаниях по программам обобщенный сдвиг и обобщенное сжатие среднее давление сохраняется на одном уровне.

$$\Delta\sigma_{cp} = \Delta\sigma_1 + \Delta\sigma_2 + \Delta\sigma_3 = \text{const}$$

В результате 3х программ нагружения керна, вырезанного под углом 0^0 , получают модуль Юнга и коэффициента Пуассона. Для определения модуля сдвига, используется керн, вырезанный под углом 45^0 к оси скважины и испытывается по программе нагружения 2 - обобщенный сдвиг.

В результате проведения испытаний мы получим необходимые механические свойства горной породы, которые позволят провести оценку устойчивости ствола скважины при различных конфигурациях геометрии профиля. Также керн, отобранный из продуктивной части разреза, затем испытанный на установке независимого трёхосного нагружения позволит решить целый ряд прикладных задач, таких как:

1. Выбрать схему заканчивания скважины;

2. Подобрать оптимальный метод освоения скважины, а также его параметры;
3. Оценить потенциальный вынос механических примесей в процессе эксплуатации скважины;
4. Подобрать параметры глушения скважины для проведения капитального ремонта.

БИБЛИГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Методы определения механических свойств грунтов. Состояние вопроса [Текст]: монография / Г.Г. Болдырев. – Пенза: ПГУАС, 2008. – с. 391.
2. *Karev, V. and Y. Kovalenko.* 2012. Triaxial loading system as a tool for solving geotechnical problems of oil and gas production. In Kwasniewski, M., Li, X., and Takahashi, M. (eds.), True Triaxial Testing of rocks. Leiden: CRC Press/Balkema. P.301-310
3. *Коваленко Ю.Ф.* Геомеханика нефтяных и газовых скважин. дис: ... док.техн.наук: 01.02.04: защищена 01.03.12. М., - 2012. С. 42-76.

ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ВОПРОСУ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНУ

В.В.Живаева, Ю.А.Агеева

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
bngssamgtu@mail.ru*

На сегодняшний день большинство месторождений на территории РФ характеризуются обводненностью, что приводит к целому ряду проблем, связанных с повышенными расходами электроэнергии, затратами на отделение воды [1]. Поэтому вопросы разработки новых технологий изоляции водопритока скважин представляют значительный интерес для большинства исследователей. Данная работа посвящена обзору новых разработок в области изоляции водопритока в скважину.

К числу перспективных методов можно отнести ремонтно-изоляционные работы в скважинах [2]. Способ заключается в подаче гелеобразной композиции, которая подается в скважину и после определенного момента состав резко меняет свои реологические характеристики - в пластовых условиях переходит в гель, блокирующий

поступление воды. В работе [2] авторы предложили использовать систему на базе силиката натрия (20 масс.%), реагента «Витам» (27 масс.%), древесной муки (3 масс.%), 10% раствор полиалюминия хлорида (30 масс.%), которая обеспечила 94% коэффициент изоляции через 6 месяцев. При этом реагент «Витам» смешивают с силикатом натрия и параллельно готовят 10% раствор полиалюминия хлорида, и после смешения двух растворов добавляют древесную муку.

Достаточно большой интерес представляют водные растворы оксихлорида алюминия (ОХА) благодаря способности формировать гидрогели при гидролизе [3]. В работе [3] использовали закачку ОХА в растворе полиакриламида и установили, что оптимальная концентрация ОХА составляет 3–10 масс.% ($pH=2,1-2,9$). В то же время было установлено, что полиалюминий хлорид позволяет работать в большом диапазоне pH (3,1–3,5) и подходит для всесезонного применения, включая работу с «колтюбингом» диаметром 25,4 мм. По результатам ОПР применение такой системы позволило снизить обводненность скважины до 40,6% и достичь уменьшения расхода добываемой воды до 2,6 м³/сут. Достаточно интересным подходом является использование синтетических смол в качестве тампонажных растворов ввиду их высокой фильтруемости и адгезии [4]. В частности, применение смолы КФЖТ является достаточно перспективным, но возникает проблема выбора отвердителя, который бы обеспечивал заданное время отверждения в условиях высокой пластовой температуры. В качестве отвердителей, например, могут использоваться соли $AlCl_3$, KCl , $NaCl$, Na_2SiF_6 . Было установлено, что отверждение составов на базе смолы КФЖТ должно проводиться в щелочной или нейтральной средах. Высокие показатели адгезии и прочности показали смеси АЦФ-75 с цементным раствором, которые были предложены авторами. Однако недостатками затвердевающих цементных композиций является то, что часть призабойной зоны оказывается закупоренной, что требует восстановления притока нефти к скважине.

Во многих работах отмечается, что применение тампонажных растворов имеет недостаток, заключающийся в высокой вероятности проникновения композиции и цементного раствора и в необводненный газонефтенасыщенный интервал. Для исключения данного эффекта авторы [7] предлагают при извлечении лифтовой колонны, в интервале перфорации необводнившейся части продуктивного пласта устанавливать пластырь (например, ДОРН).

В работе [5] были предложены водоизоляционные составы на базе реагентов АКОР-БН102 (кремний органическое соединение с модифицирующими добавками), ОВП-1 (продукт щелочного гидролиза отходов производства полиакрилонитрильного волокна) и ГИПАН (гидролизированный полиакрилонитрил с модифицирующими добавками

сульфонола и фруктозы). Стоит отметить, что с экономической точки зрения наиболее эффективным подходом для изоляции водопритока является способ с использованием внутренних ресурсов промысла. Например, в работе [6] указывается один из методов, заключающийся в подаче тяжелой дегазированной нефти с плотностью, равной 1000 кг/м^3 , она проникает в водоносную часть пласта вытесняет воду и создает некоторый гидродинамический барьер по отношению к притоку воды.

Резюмируя вышесказанное стоит отметить, что на сегодня не существует универсального состава для изоляции водопритока скважин. Применением того или иного состава во многом зависит от геолого-физических условий, поэтому вопрос разработки универсального способа изоляции водопритоков остается открытым.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Новаков, И.А.* Гелеобразующие составы на основе наноструктурированных поликомплексов алюмооксидных частиц с полиэлектролитами для изоляции водопритока в добывающих скважинах / И.А. Новаков, С.С. Радченко, П.С. Зельцер, Е.В. Писарева, Ф.С. Радченко, А.С. Озерин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. – № 5. – С. 27-34.

2. *Фаттахов, И.Г.* Изоляция водопритока в скважинах посредством применения гелеобразующих составов / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, А.С. Галушка // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 6. – С. 331.

3. *Ибрагимов, Н.Г.* Технология изоляции водопритока в скважины обводненных карбонатных коллекторов / Н.Г. Ибрагимов, И.М. Новиков, Р.Р. Латыпов, Р.Р. Кадыров, А.С. Жиркеев, А.К. Сахапова, Д.К. Хасанова // В сборнике: Сборник научных трудов ТатНИПИнефть ТатНИПИнефть ПАО «ТАТНЕФТЬ». – Москва. – 2015. – С. 220-224.

4. *Стрижнев, К.В.* Разработка рецептур композиций на основе синтетических смол для изоляции водопритока в нефтяные скважины / К.В. Стрижнев, Е.Э. Нигматуллин // Башкирский химический журнал. – 2011. – Т. 18. – № 1. – С. 42-48.

5. *Лымарь, И.В.* Результаты опытно-промысловых испытаний новых технологий изоляции водопритока, внедренных на нефтяных месторождениях республики Беларусь / И.В. Лымарь // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2011. – № 5. – С. 39-42.

6. *Мустафаев, С.Д.* Гидродинамический способ периодической изоляции пластовых вод в обводнившихся нефтяных скважинах / С.Д. Мустафаев, Н.С. Мустафаев, Н.С. Садыгова // Территория Нефтегаз. – 2006. – № 5. – С. 44-51.

7. Паникаровский, Е.В. Изоляция водопритока в газовых скважинах на завершающей стадии разработки месторождений / Е.В. Паникаровский, Е. А. Блащук // В сборнике: Геология и нефтегазоносность западно-сибирского мегабассейна (опыт, инновации) Материалы Девятой Международной научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Протозанова Александра Константиновича). – 2014. – С. 91-95.

**ПРОМЫВОЧНАЯ ЖИДКОСТЬ НА ОСНОВЕ
КАРБАМИДОФОРМАЛЬДЕГИДНОГО КОНЦЕНТРАТА ДЛЯ
БУРЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ НЕУСТОЙЧИВЫХ
ГЛИНИСТЫХ ПОРОД**

В.В.Живаева, О.А. Нечаева, Е.А.Камаева, Ю.К. Щербакова

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
nechaevaoo@gmail.com*

Большинство осложнений при бурении связаны с особенностями горных пород, слагающих стенки скважины. Наличие в разрезе скважины трещиноватых или легкодиспергируемых пород может привести к поглощениям, обвалообразованиям и газонефтеводопроявлениям.

Успешное строительство скважины зависит от многих слагаемых, одно из которых – буровой раствор. Правильно подобранная промывочная жидкость практически всегда является залогом успеха строительства скважин. Она обеспечивает устойчивость ствола скважины, качественный вынос бурового шлама. Состав и свойства промывочной жидкости должны обеспечивать безопасность ведения работ и качество вскрытия продуктивного пласта. Особое внимание должно быть уделено рецептуре промывочной жидкости с целью максимального соответствия специфике вскрываемых пород.

Предотвращение нестабильности сланцев – высоко приоритетная задача для индустрии буровых растворов. В настоящее время отечественными и зарубежными компаниями разработано и представлено множество буровых систем, которые успешно применяются при строительстве скважин, но проблема бурения в неустойчивых слаболитифицированных глинистых сланцах остается крайне актуальной.

Особый интерес представляет строительство скважин, с горно-геологическим разрезом, сложенным глинистыми породами, доля которых в общем объеме осадочных пород составляет 80%. Под

глинистыми породами подразумеваются глины, глинистые сланцы, аргиллиты, породы на глинистом цементе (например, мергель, алевролит).

Глины – это тонкодисперсные нецементированные породы, осадочного происхождения. Монолитность им придают силы сцепления и межмолекулярные силы. Плотность глинистых пород может быть в диапазоне от 1,3 до 3,45 г/см³. Глины чаще всего представляют собой неоднородную смесь мелкодисперсных минералов т.е. являются полиминеральными.

Основой природы глины являются алюмосиликаты, общая формула которых $x\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot y\text{SiO}_2 \cdot z\text{H}_2\text{O}$. Присутствуют химические соединения в виде окислов железа, магния, кальция и др. Отличительной особенностью глинистых пород является их пластичность, набухаемость, гидрофильность и способность в воде распускаться с образованием суспензий, обладающих структурно-механическими свойствами.

Проведенные исследования показали, что в глинах Зарафшанского месторождения присутствуют большое количество (от 13,58% и выше) карбонатных пород, состоящих из минерала кальцита CaCO_3 и доломита. Глины Зарафшанского месторождения (основная часть разреза) по своим физико-химическим свойствам являются низкоколлоидными глинами с высоким содержанием кальцита и доломита. Они плохо диспергируют в воде, мало набухают и не образуют суспензий. Алевролитистые зеленовато-серые глины, мощность которых в разрезе невелика (от 30 до 100 м) являются потенциально неустойчивыми. Они хорошо набухают в воде, образуют устойчивые суспензии. В статье основное внимание сконцентрировано на закреплении при бурении именно зеленовато-серых алевролитовых глин. Все породы разреза являются неустойчивыми, кроме плотных глин и мергелей, которые относятся к слабоустойчивым породам, но также склонны к самообрушению, особенно в местах развития трещиноватости.

Глинистые породы при контакте с водой или фильтратом буровых растворов на водной основе способны к набуханию и самопроизвольному диспергированию. Показатели набухания их изменяются в широких пределах в зависимости от многих факторов: минералогического состава, степени дисперсности, величины и состава обменного комплекса, условий образования. Кроме того, для одной и той же глинистой породы эти показатели зависят от химического состава среды, температуры, нагрузки на образец и гидравлического давления. На устойчивость стенок скважины также значительно влияет степень начальной увлажненности глинистых пород. Следует учитывать, что и сами эксплуатационные свойства буровых растворов изменяются в процессе циркуляции в скважине в зависимости от изменений

коллоидно-химического состояния глинистых частиц, находящихся в непрерывном контакте с дисперсионной средой.

Значительная часть осложнений происходит в результате несоответствия свойств буровых растворов геологическим условиям проводки скважины. Основой профилактики осложнений является правильный подбор химических реагентов для обработки бурового раствора с тем, чтобы его показатели, в том числе и химический состав фильтрата, способствовали сохранению диаметра ствола скважины и оказывали минимальное влияние на изменение коллекторских свойств продуктивных пластов.

Процесс набухания глин может быть внутрикристаллическим, вследствие адсорбционных сил, и макроскопическим, в результате действия осмотических сил.

В первой стадии набухания, внутрикристаллической, происходит поглощение воды, в результате которого изменения объема пород практически не происходит. Этот сложный физико-химический процесс начинается с набухания слоя породы у поверхности ее контакта с промывочным раствором или его фильтратом, а в последующем распространяется вглубь пласта. В нем участвуют молекулы воды, внеслоевые катионы и атомы кристаллической решетки глинистого минерала.

При макроскопическом набухании поглощение влаги происходит за счет осмотического давления. Именно на этой стадии происходит основное увеличение объема глинистых пород.

Замедление гидратирования глин возможно несколькими способами: путем ионного обмена, с помощью капсуляции глин полимерами либо созданием водопроницаемых пленок, использование многополимерных рецептур или растворов на неводной основе.

Ингибирующие растворы предполагают в своем составе компонент, который способен замедлить гидратацию, набухание и диспергирование глин. Их прямое предназначение – бурение в глинистых и глиносодержащих породах. Они способствуют снижению интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор. Распространенным способом ингибирования глин является уменьшение поверхностной гидратации с помощью замещения катиона менее гидратирующим. Главной характеристикой ингибирующей способности бурового раствора является время, необходимое для разрушения глинистого образца.

Для проведения экспериментальных исследований был отобран шлам со скважины Зарафшанского месторождения. Глинистый шлам отобран с вибросит при бурении в интервале 30-100 м. В проекте на строительство скважины обозначены возможные осложнения в виде нестабильности стенок скважины в верхнем интервале (30-100 м). При

вскрытии пласта, буровой раствор вступает в контакт с породой, вследствие чего происходит ее набухание. Слабые породы, слагающие данный интервал - алевролитистые зеленовато-серые глины - являются потенциально неустойчивыми. Они хорошо набухают в воде, образуют устойчивые суспензии. Основной задачей является создание эффективной промывочной жидкости для бурения слабых пластов.

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» СамГТУ разработан ингибирующий раствор на основе синтетической водорастворимой смолы [1]. Особенностью раствора является способность замедлять деформационные процессы в глинистой породе и оказывать крепящее действие на стенки скважины. Создание непроницаемой полимерной пленки вокруг частичек глинистой породы способствует сохранению свойств промывочной жидкости. Это снижает потерю времени на обработку и очистку раствора. Предлагаемая буровая система отличается простотой приготовления, низкой стоимостью и хорошей совместимостью с различными реагентами.

Используемая в качестве ингибитора смола является полупрозрачной жидкостью с ярко-выраженными клейкими свойствами, окрашенная в белый, светло-бурый или желтоватый цвет, без посторонних механических примесей и сгустков, в зависимости от условий, смолы могут быть водорастворимыми и нет. Введение в буровой раствор одного реагента часто приводит к комплексному улучшению его характеристик. Учитывая разнообразный характер применения водорастворимых смол, дальнейшее развитие их производства довольно перспективно.

Использование полимеров в буровых растворах получило широкое распространение, особенно с низким содержанием твердой фазы, с целью повышения механической скорости. Для предотвращения накопления выбуренной породы в растворе, они подвергаются интенсивной механической очистке. Обычно в полимерных растворах не используют понизители вязкости, а рН поддерживают на минимально возможном уровне.

Разработка новой рецептуры велась эмпирическим путем. Увеличивая и уменьшая концентрацию реагентов, было выведено их оптимальное соотношение. Технология приготовления раствора заключается в определенной последовательности добавления реагентов. Оптимальное содержание смолы составляет 6-10%. Увеличение процентного содержания не дает улучшения характеристик, а уменьшение является причиной большей водоотдачи.

Рецептуру нового ингибирующего раствора можно менять в зависимости от горно-геологических условий проводки скважин. Для обеспечения стабильности стенок скважины в хемогенных отложениях можно дообработать раствор солью.

Для измерения свойств и параметров промывочной жидкости в соответствии с нормами, установленными Американским институтом нефти (API) применялось сертифицированное оборудование.

Необходимо отметить, что необходимо не только подобрать соответствующий горно-геологическим условиям буровой раствор, но и осуществлять постоянный контроль за его свойствами. При бурении на полимерглинистом растворе важно, чтобы не происходило снижение концентрации полимера вследствие адсорбции на глинистых частицах. Снижение концентрации полимера приводит к увеличению дисперсации шлама.

Основные свойства бурового раствора на основе водорастворимой смолы, приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Параметры бурового раствора

Свойства	Единицы измерения	Значение
Плотность, ρ	г/см ³	1,05
Вязкость, T	сек	53
Gel через 10 сек	фунт/100фут ²	9
Gel через 10 мин	фунт/100фут ²	13
Динамическое напряжение сдвига, YP	фунт/100фут ²	53
Пластическая вязкость, PV	сП	36
Фильтрация	см ³ /30 мин	7,3
Толщина глинистой корки	мм	0,6

Для оценки влияния бурового раствора на устойчивость горных пород были проведены исследования набухания глинистых образцов. Отобранный буровой шлам с вибросит со скважины промыли, чистый шлам поставили в сушильный шкаф. на 4 часа при температуре 105°C. Для поддержания постоянной влажности буровой шлам необходимо держать в вакууме-эксикаторе.

После высушивания в шкафу, шлам необходимо растолочь в ступке в порошок и, с целью удаления крупных частиц, просеять через сито 200 меш для дальнейшего формирования образца. На рисунке 1 представлено фото шлама после прохождения термической обработки в сушильном шкафу.



Рис.1 - Образец шлама

Глинистые образцы из шлама подготавливались в двухкамерном гидравлическом компакторе, который поставляется в комплекте с измерителем линейного набухания. Под давлением 68,940 КПа поочередно спрессовываются 4 глинистых образца.

После высушивания глинистые пробы измеряются и взвешиваются на лабораторных весах. Измерение высоты образцов производится с помощью электронного штангенциркуля.

Размеры глинистых проб важны при проведении исследования. Высота каждой пробы в дюймах заносится в программу LSM. Размеры приведены в таблице 2.

Табл. 2 Размеры проб шлама

№ пробы	Высота в дюймах	Высота в мм
Проба 1	0,586	14,88
Проба 2	0,601	15,27
Проба 3	0,612	15,54
Проба 4	0,616	15,65

На рисунке 2 изображены спрессованные из шлама образцы глинистой породы.

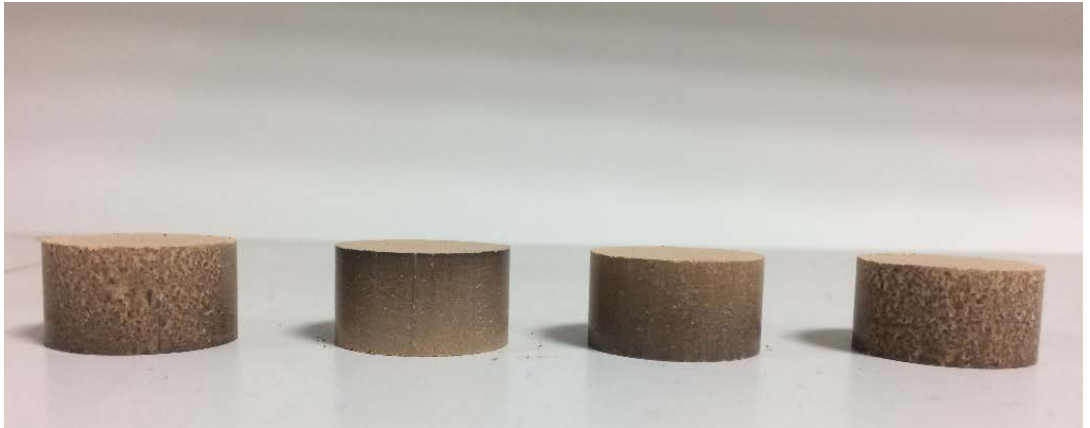


Рис.2 – Образцы шлама из компактора

Перед проведением испытания образцы породы необходимо выдержать в течении 24 часов в эксикаторе. Дальнейшие исследования проводятся на измерителе линейного набухания глинистых пород LSM. Прибор способен измерять процент набухания глинистого образца во время насыщения образца исследуемой жидкостью.

Принцип измерителя линейного набухания заключается в фиксировании точек увеличения длины образца породы в течении установленного времени с помощью автоматической электронной измерительной системы. Полученные измерительные данные обрабатываются специальной программой, установленной на ПК. Программа способна мгновенно регистрировать данные в реальном времени и выводить на экран. Программа позволяет осуществлять одновременный просмотр любой комбинации данных текущего испытания. После испытания формируется отчет в Excel.

С помощью линейного измерителя можно одновременно испытывать четыре образца породы. Вводными данными являются высота цилиндрических образцов, время испытания и количество снимаемых показаний в час. Для установки образца породы в прибор собирается ячейка и помещается на сенсор. После подключения измерителя линейного набухания к ПК, необходимо произвести калибровку и можно начинать эксперимент.

К числу факторов, которые могут повлиять на результаты исследований можно отнести способ подготовки образца, его неоднородность и содержание влаги.

Для исследований выбраны следующие промывочные жидкости:

- полимерглинистый раствор на основе смолы;
- гель-раствор;
- глинистый (бентонитовый) раствор;

- техническая вода.

Цилиндрические образцы в соответствующем порядке помещены в исследуемые среды на 24 часа (рисунок 3)

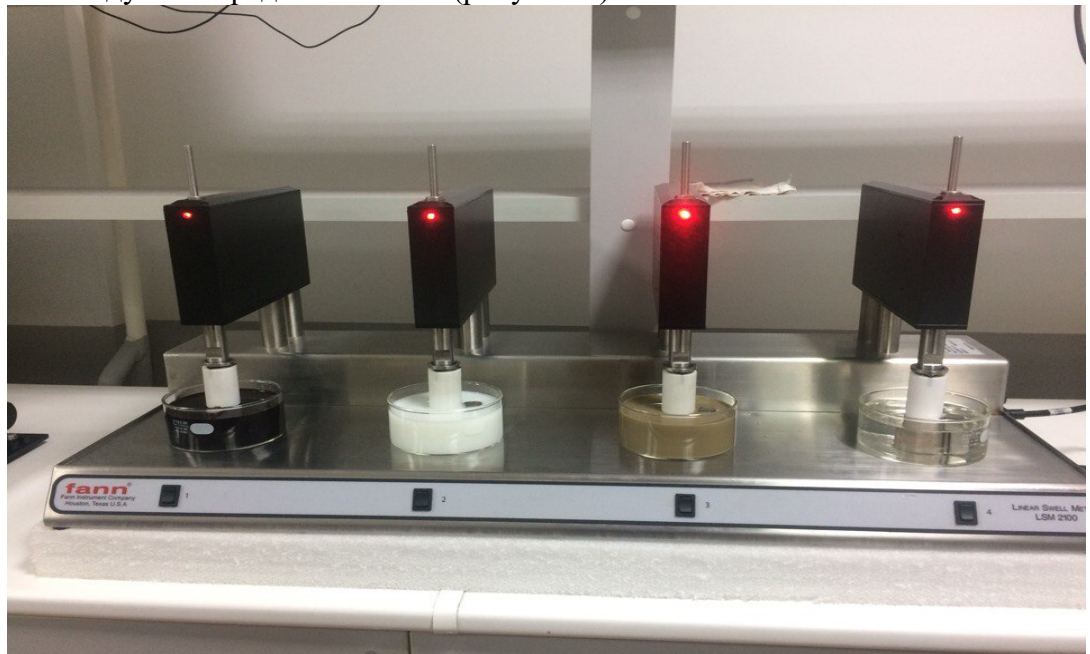


Рис. 3 - Измеритель линейного набухания глинистых пород

Ингибирующая способность промывочной жидкости оценивалась по степени набухания глинистых пород. Результатом исследования являются графики (рисунок 4), отображающие процент набухания образца от времени набухания в минутах.

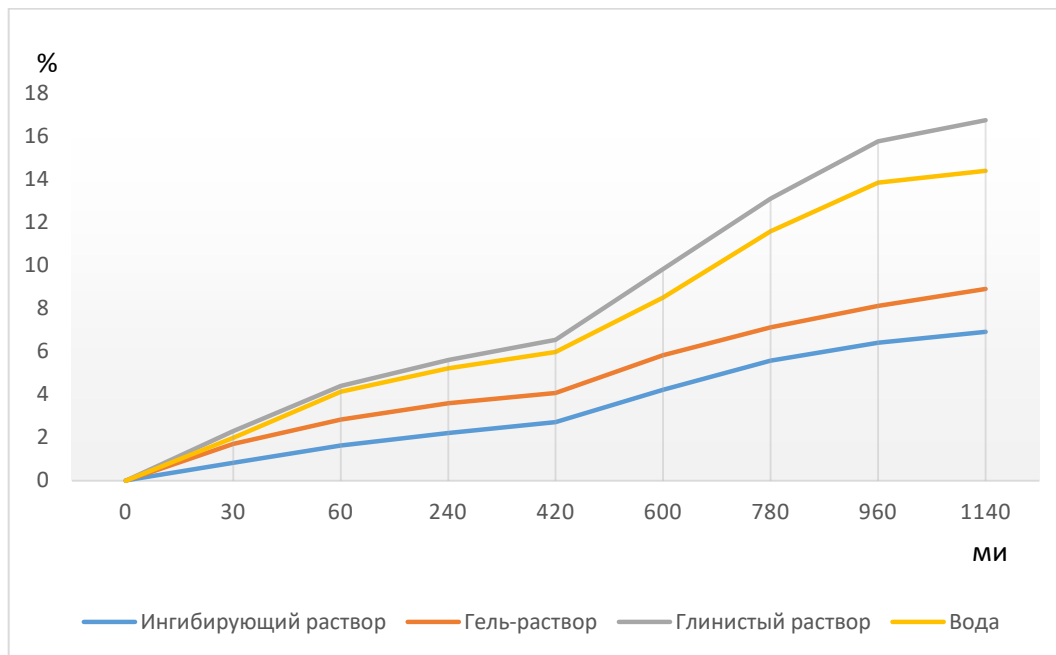


Рис. 4 – Графики набухания образцов глинистой породы в исследуемых промывочных жидкостях.

Цилиндрический образец породы, находящийся сутки в полимерглинистом растворе на основе смолы, имеет самый низкий процент набухания – 7%. Исследуемый образец породы не изменился в диаметре от первоначального, по структуре – плотный, не увлажнен, поверхность покрыта защитной пленкой раствора (рис.5).



Рис. 5 - Проба №1 – образец породы, находящийся в полимерглинистом растворе на основе смолы.

У пробы №2, помещенной в гель-раствор, изменение в объеме незначительное и составило 9%.

Пробы №3 и №4 имеют процент набухания 17 и 14 соответственно. Визуально можно заметить, что образцы рыхлые, увлажненные. На рисунке 6 представлен образец породы после нахождения в течение 24 ч в глинистом растворе.



Рис. 6 - Проба №3 – образец породы после нахождения в глинистом растворе

Процессы диспергирования, увлажнения, набухания влияют на устойчивость стенок скважины. Вследствие данных процессов происходит ослабление структурных связей в глинистых породах.

К методам предупреждения неустойчивости ствола скважины можно отнести увеличение плотности бурового раствора, минимизации проникновения в пласт фильтрата бурового раствора, снижение вибрации бурильной колонны.

При проводке скважины стремятся максимально быстро пройти интервал неустойчивых пород с целью минимизировать время взаимодействия породы с фильтратом бурового раствора. Важно оценить время ингибирования при прохождении слаболифифицированных пород. Для проведения исследования поведения образцов глины в исследуемых средах в течении длительного времени, они были помещены на 5 суток (с частотой показаний: одно показание в час) для сравнения в глинистый раствор и малоглинистый полимерный на основе карбамидоформальдегидного концентрата. Размер цилиндрических проб 0,654 дюйма.

Результаты представлены на рисунке 7 в виде графика процента набухания образца породы от времени (в сутках). В результате

исследований видно, что образец породы, находящийся в полимерглинистом растворе, увеличился в объеме лишь до 50%, а в глинистом на 89%.

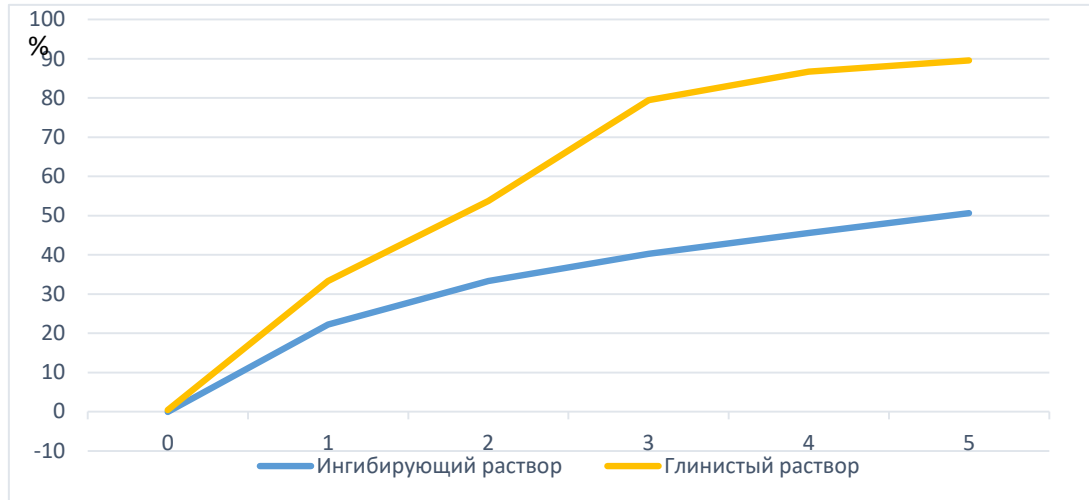


Рис. 7 – Набухание образца породы во времени

В ходе работы проведены лабораторные исследования, изучены свойства бурового раствора и его влияние на сильнонабухающие глинистые породы. Экспериментально подтверждена целесообразность применения полимерглинистого раствора на основе водорастворимых смол.

Вопросы нестабильности глинистых отложений постоянно находятся в поле зрения отечественных и зарубежных исследователей. Факторы, снижающие устойчивость горных пород, могут быть механическими, проявляющимися после действия горного давления или бурильного инструмента, и физико-химические, обусловленные взаимодействием горной породы и промывочной жидкости. В данной работе рассмотрен физико-химический фактор.

Анализируя результаты исследований, можно утверждать, что применение полимерглинистой промывочной жидкости на основе карбамидоформальдегидного концентрата позволит избежать осложнений, связанных с нестабильностью стенок скважины. Предлагаемая рецептура полимерглинистого раствора способна удерживать глинистые породы в стабильном состоянии, уменьшает гидратационное воздействие на глинистые породы путем их капсулирования.

К преимуществам полимерглинистого раствора можно отнести следующие факторы:

- простая рецептура;

- обеспечение высокой стабильности глин;
- ограничение диспергирования шлама;
- повышение устойчивости стенок скважины;
- сохранение номинального диаметра скважины;
- сокращение непроизводительного времени бурения;
- снижение сальникообразования;
- совместимость с другими реагентами.

В результате проведенной работы обоснована эффективность применения разработанной промывочной жидкости. Принцип ингибирующего действия раствора заключается в инкапсуляции глинистых частиц. Предлагаемый буровой раствор на водной основе замедляет скорость набухания горных пород, что повышает устойчивость слабых пластов. Новая система перспективна для бурения скважин с большим отходом от вертикали, в интервалах высокоактивных глин и скважин с большим диаметром.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Живаева В.В., Нечаева О.А. Изучение свойств малоглинистого полимерного раствора на основе МФ-17 для бурения неустойчивых горных пород// «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» ВНИИОЭНГ, №9, Москва, 2009.

СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ ВЯЗКОУПРУГИМИ СИСТЕМАМИ НА ОСНОВЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ РАСТВОРОВ ПОЛИАКРИЛАМИДОВ

Е.Б.Плиева, И.В.Павлов

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия,
helena-plieva@yandex.ru*

Из всех проводимых геолого-технических мероприятий на скважинах, пожалуй, наибольшие технологические риски и наименьшую успешность имеют ремонтно-изоляционные и водоизоляционные работы (РИР и ВИР), что часто связано с сопутствующими различного рода дополнительными осложнениями в виде высокой приемистости интервалов негерметичности эксплуатационных колонн или большой протяженности заколонных перетоков жидкости, значительными

размерами конусов обводнения и отсутствием естественных геологических перемычек между наиболее проницаемыми обводненными пропластками и остальной частью продуктивного разреза и пр. Низкая эффективность работ также может быть связана с недостаточной детализацией соответствующих геофизических исследований и недостоверной информацией об источнике поступления воды в скважину, соответственно, с неправильным выбором технологий, используемых тампонажных материалов и их объемов.

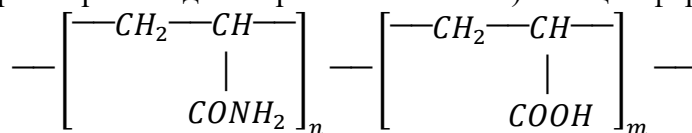
С одной стороны, повышение эффективности РИР и ВИР лежит в области повышения качества геофизических исследований скважин и проводимого анализа всех имеющихся геолого-технических данных, с другой стороны – в совершенствовании свойств, используемых тампонажных материалов и технологий работы с ними.

Стоит также отметить, что рост объемов попутно добываемой воды по мере разработки месторождений нефти является закономерным и неизбежным процессом, но он может быть обусловлен как естественным обводнением скважин при условии равномерной выработки запасов, так и ее преждевременными прорывами, сопровождающимися отключением продуктивных нефтенасыщенных интервалов из работы и потерями потенциально извлекаемых запасов углеводородов. Кроме того, различные протекающие геомеханические и физико-химические процессы в нефтяных и газовых залежах, а также в водоносных горизонтах могут приводить к разрушению цементного камня, нарушению герметичности эксплуатационных колонн и разобщению пластов.

Таким образом, по мере выработки месторождений, общего ухудшения структуры запасов и "старения" существующего фонда скважин проведение ремонтных и водоизоляционных работ становится все более актуальным, а повышение их эффективности – необходимым требованием.

На сегодняшний день в технологиях РИР и ВИР опробовано множество различных материалов, основные из которых: полимерные системы, неорганические гели, цементные составы, кремнийорганические соединения, эмульсионные растворы, синтетические смолы, осадкообразующие композиции и пр. Независимо от вида используемых водоизоляционных материалов и механизма действия, конечной целью их использования является создание избыточных гидродинамических сопротивлений в фильтрационных каналах вплоть до полного прекращения течения воды, поэтому, несмотря на их разнообразие, наибольшую популярность приобрели наиболее доступные и достаточно универсальные водоизоляционные материалы – цементные растворы и гелеобразующие системы на основе

так называемых сшивателей и гидролизованых полимеров акриламида (сополимеров акриламида и акриловой кислоты) с общей формулой:



$$a_{\text{гидр}} = \frac{m}{m+n},$$

где: n – число амидных групп; m – число карбоксильных групп; (n+m) – степень полимеризации; $a_{\text{гидр}}$ – степень гидролиза.

Сополимеры акриламида и акриловой кислоты имеют преимущества перед гомополимерами акриламида. Введение заряженных карбоксильных групп в цепочку полимеров увеличивает вязкость полимерных растворов за счет так называемого полиэлектролитного набухания и позволяет сшивающим агентам образовывать поперечные связи за счет химического взаимодействия с карбоксильными группами. Одним из оптимальных сшивателей, обеспечивающих необходимое время гелеобразования и, соответственно, возможность закачки в пласт расчетных объемов гелеобразующих композиций, является водный раствор ацетата хрома.

Как правило, концентрации полиакриламида (ПАА) и сшивателя подбираются для индивидуальных геолого-физических условий опытным путем и в первую очередь зависят от минерализации воды, на которой готовятся гелеобразующие растворы, и пластовой температуры. Также высокомолекулярные ПАА для формирования гелей требуют меньшего расхода, чем средне и низкомолекулярные полимеры, однако их растворы обладают большей вязкостью и меньшей стабильностью во времени, поэтому для РИР и ВИР желательно использовать полимеры с молекулярной массой 0,5-8 млн. Рабочая концентрация ацетата хрома в гелеобразующих растворах обычно берется в 5-10 раз меньше концентрации ПАА – при меньшем содержании гелеобразование не происходит, а при большем – кинетика гелеобразования протекает не только быстрее, чем требуется, но и может также в будущем привести к ускоренному синерезису с потерей изолирующих свойств за счет уплотнения пространственной структуры геля и уменьшения его объема [1].

Применение гелеобразующей системы на основе ПАА основано на оттеснении фронта обводнения в удаленную от скважины область и создании достаточного по протяженности надежного водоупорного барьера, что позволяет эффективно решать задачи селективного ограничения водопритока, ликвидации заколонных и межпластовых перетоков, восстановления герметичности эксплуатационных колонн. Общий подход к проведению РИР при этом подразумевает закачку

гелеобразующей композиции в объеме 2-10 м³ и более на 1 м изолируемого интервала с последующим его тампонирующим цементным раствором. В случае проведения водоизоляционных работ в продуктивном интервале проводится его вторичное вскрытие с реперфорацией нефтенасыщенных пропластков.

Оптимальный объем гелеобразующего раствора рассчитывается исходя из соответствия прочностных характеристик сформированного геля, определяемых лабораторными фильтрационными исследованиями, ожидаемым после проведения РИР рабочим перепадам давления при эксплуатации скважины и достижения наилучшего профиля проникновения композиции в пласт. Именно конфигурация водоизоляционного экрана определяет эффективность работ по ограничению водопритока, при этом выбор рекомендуемого объема гелеобразующей композиции сводится к решению трехмерной задачи фильтрации в анизотропном пласте с гидродинамически связанными пропластками. Решение данной задачи может быть реализовано в специализированных программных комплексах типа ABAQUS или ANSYS, однако создание пространственной модели и использование численных методов решения требует больших вычислительных мощностей и трудозатрат.

В данной работе рассматривается практический способ повышения селективности ограничения водопритока без необходимости предварительного компьютерного моделирования и расчета ожидаемой "геометрии" водоизоляционного экрана.

Рассмотрим добывающую скважину, эксплуатирующую неоднородный по проницаемости расчлененный переслаивающийся пласт с различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пропластков. Предположим, что при проведении ВИР через существующие интервалы перфорации при закачке гелеобразующая композиция распределится в пласте следующим образом (рис.1.).

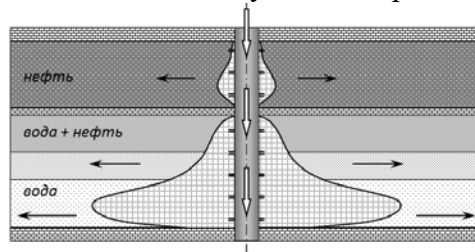


Рис. 1. Схема распределения гелеобразующей композиции в неоднородном по ФЕС расчлененном пласте

Данному распределению способствует, как правило, большая проницаемость обводненных и преждевременно вырабатываемых пропластков, а также фазовые эффекты, когда водный раствор ПАА

фильтруется с большими гидродинамическими сопротивлениями в нефтенасыщенные толщи и его основной объем проникает в водонасыщенные зоны.

После выдержки на период гелеобразования сформированный в пласте гель начинает оказывать сопротивление фильтрации флюидам в виде так называемого остаточного фактора сопротивлений ($R_{ост}$), который равен отношению значений подвижности нефти или воды до и после формирования гелевого экрана:

$$R_{ост} = \frac{\lambda_0}{\lambda_1} = \frac{k_0/\mu_0}{k_1/\mu_1}, \quad (1)$$

где: λ_0 и λ_1 – начальная и конечная подвижность воды или нефти; k_0 и k_1 – начальная и конечная проницаемость для воды или нефти; μ_0 и μ_1 – соответственно, начальная и конечная вязкость воды или нефти.

Также известно, что гели ПАА создают для фильтрации воды остаточный фактор сопротивления в несколько раз выше, чем для фильтрации нефти.

Таким образом, совокупность отмеченных особенностей, свойственных гелеобразующим композициям на основе ПАА, изначально предопределяет потенциальную высокую эффективность водоизоляционных работ на подобных объектах с преждевременными прорывами воды по отдельным наиболее проницаемым пропласткам.

Тем не менее, можно еще в больше степени повысить эффективность работ и коэффициент селективности размещения водоизоляционных экранов.

Ранее в работе [2] было показано, что сильные окислители, такие как монопероксигидрат мочевины или гипохлорит натрия, приводят к разрушению гелей ПАА, причем при закачке в режиме постоянного и небольшого давления скорость их проникновения в различные по проницаемости керны (пропластки) мало зависит от ФЕС или $R_{ост}$, а разрушение гелей происходит по законам кинетики химического взаимодействия. Тогда в ранее рассмотренном примере при закачке деструкторов в пласт с небольшим объемным расходом, меньшим, чем скорость деструкции ПАА, можно ожидать достаточно равномерное их распределение по пласту (рис.2) с последующим разрушением геля (рис.3.) в ближней прискважинной зоне.

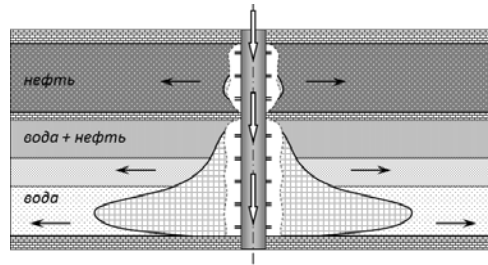


Рис. 2. Ожидаемое равномерное распределение деструктора в пласте

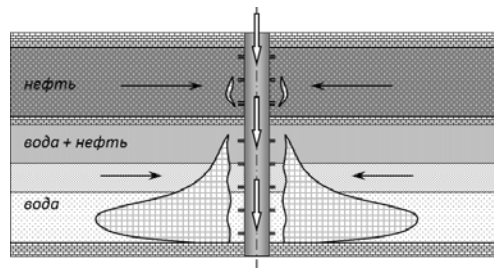


Рис. 3. Конечная конфигурация водоизолирующего экрана

Таким образом, сравнивая распределение геля в пласте на рис.1 и рис.3, можно утверждать, что использование небольших объемов деструкторов ПАА позволяет более селективно формировать водоизоляционные барьеры в обводненных целевых пропластках с максимальным сохранением начальных ФЕС нефтенасыщенных зон, что повышает эффективность работ по ограничению водопритока в добывающих скважинах вязкоупругими системами на основе гелеобразующих растворов полиакриламидов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Жолнин А.В. Общая химия: учеб. / А. В. Жолнин; под ред. В. А. Попкова, А. В. Жолнина. - М.: ГЭОТАР-Медиа, 2012. - 400 с.
2. Павлов И.В. Обоснование технологии ограничения притока воды в горизонтальные скважины составами направленного действия: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. - СПб: Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет), 2009. - 154 с.

УДК 622.245.01

**ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОНОСТВОЛЬНЫХ РАСШИРЯЕМЫХ
ХВОСТОВИКОВ***Р.А. Мифтахов, К.А. Шиповский**Самарский государственный технический университет
Самара, Россия
miftahov.r.a@gmail.com*

Аннотация. Рассматриваются различные виды хвостовиков, применяющихся при строительстве скважин. Используется термин «моноствольный расширяемый хвостовик». Приведены сравнения типовой конструкции скважины с конструкцией моноствольного расширяемого хвостовика. Предлагается применение расширяемых моноствольных систем при строительстве сложных скважин.

Ключевые слова: типовая конструкция скважины, обсадные колонны, хвостовики, моноствольный расширяемый хвостовик.

Abstract. *This article is a review for existing expandable tubulars are used for casing wells. Various types of expandable tubular structures used in the construction of wells are being discussed. The article introduces the term "monostvolnyi" (casing string without reducing the diameter of the trunk relative to the previous column). Comparisons of well designs using conventional casing strings and expandable liners are given. The article describes several types of constructions of expandable casing pipes, redesign of the well design with the purpose of using expandable "monostvolnyi" systems and the benefits they provide.*

В производственной практике расширяемые хвостовики применяются при бурении зон осложнений, таких как полные и катастрофические поглощения, при несовместимых условиях проводки ствола скважины. Вопрос целесообразности применения расширяемых хвостовиков прорабатывается на стадии предпроектных работ и при проектировании конструкции скважины. Это позволяет современно оценить возможные риски, а также эффективность применения данных технико-технологических решений в процессе строительства скважин.

Один из инновационных методов оптимизации конструкции скважин и технология прохождения зон осложнений – применение моноствольных расширяемых хвостовиков. По термином «моноствольный расширяемый хвостовик» понимается техническое устройство, применение которого по определенной технологии,

обеспечивает одинаковый проходной диаметр данного хвостовика с проходным диаметром предыдущей обсадной колонны. Применение моноствольных расширяемых хвостовиков в конструкции скважины позволяет максимально удлинить ствол скважины без потери его диаметра [1,2]. Использование моноствольных расширяемых хвостовиков позволяет сохранить диаметр ствола и снизить «телескопический эффект» конструкции типовой скважины (рис.1), что в конечном итоге, имеет положительный технико-экономический результат.

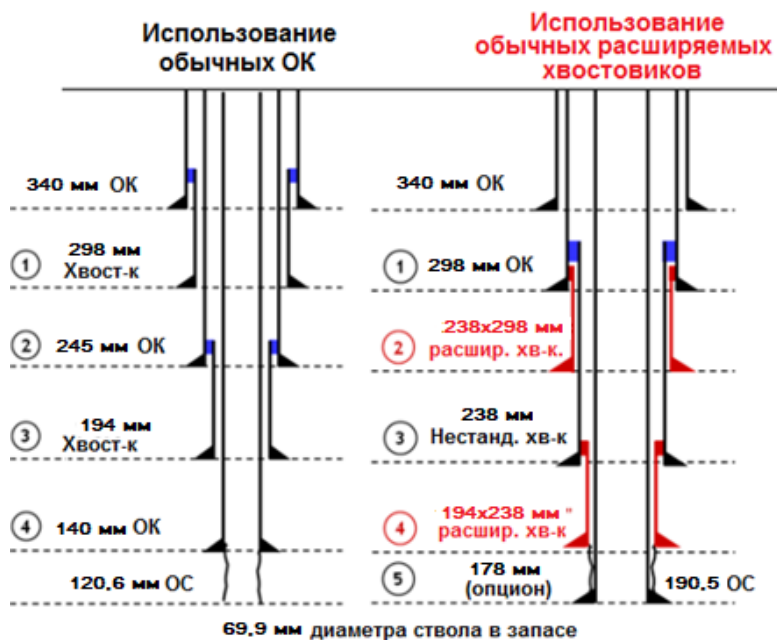


Рис. 1 - Сравнение типовой конструкции скважины с конструкцией моноствольного расширяемого хвостовика

На рисунке 2 показаны типовые конструкции хвостовиков с потерей проходного диаметра и моноствольный расширяемый хвостовик без потери диаметра ствола скважины после его установки в башмаке предыдущей колонны.

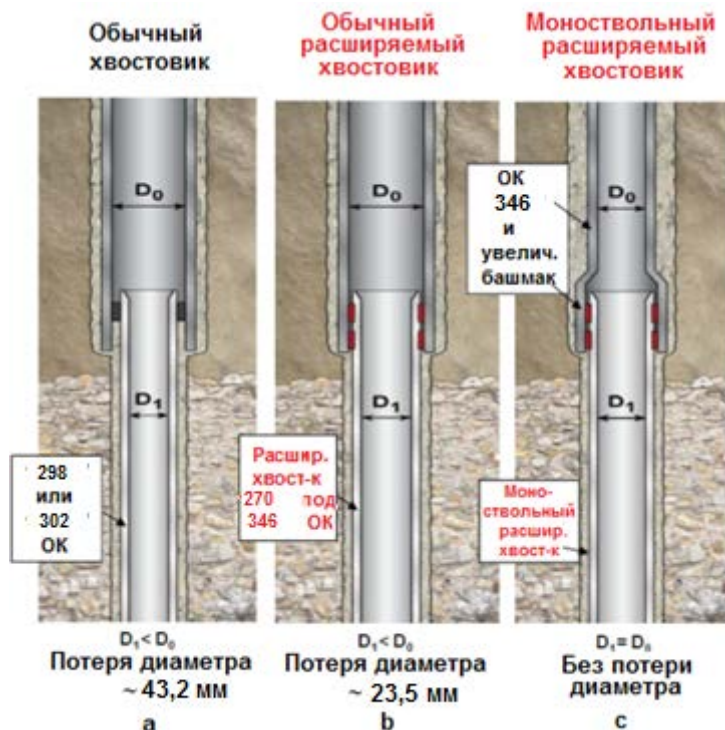


Рис. 2 - Сравнение типовых конструкций хвостовиков с конструкцией моноствольного расширяемого хвостовика

В зарубежной практике строительства скважин, описанной в технических изданиях, используются моноствольные расширяемые хвостовики диаметром 346-298 мм под башмак предыдущей колонны [3,4].

Процесс спуска моноствольного расширяемого хвостовика аналогичен процессу спуска типовых хвостовиков, за исключением технологии расширения башмака предыдущей обсадной колонны, самого моноствольного хвостовика (рис. 3):

- спуск хвостовика на подвеске;
- цементирование хвостовика;
- сброс шарика-пробки в расширяющуюся оснастку (до окончания времени ОЗЦ);
- закрепление хвостовика в башмаке предыдущей колонны;
- расширение хвостовика;
- сброс давления в расширителе;
- подъем компоновки с вращением.

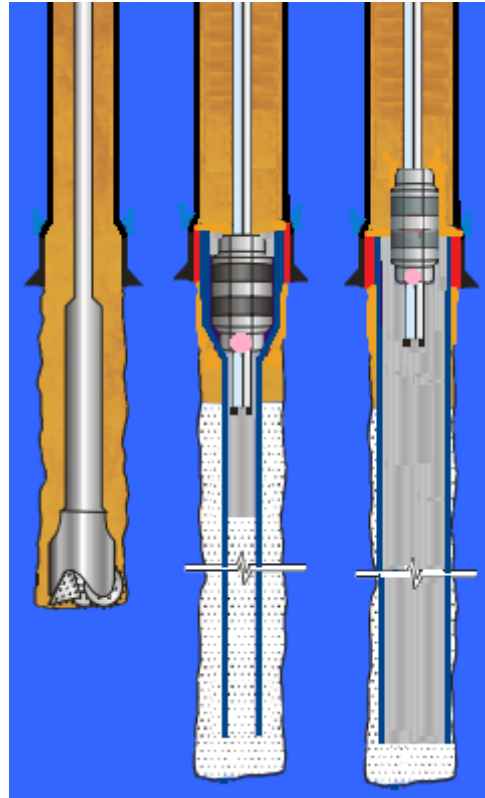


Рис.3 - Процесс спуска и расширения моноствольного расширяемого хвостовика

Если бурение скважины происходит без осложнений, спуск моноствольного расширяемого хвостовика можно исключить, а промежуточная колонна (хвостовик) следующего, меньшего диаметра, будет спущена по проекту. Это техническое решение может быть особенно эффективно на месторождениях Самарской области при прохождении зон поглощений в татарском и казанском ярусах в перми, в серпуховском горизонте в карбоне, в фаменском ярусе в девоне, так как в ряде случаев, присутствует геологическая неопределенность. Включение в конструкцию скважины моноствольных расширяемых хвостовиков предоставляет возможность перекрыть несколько проблемных зон осложнений. Такая возможность наилучшим образом достигается использованием моноствольных расширяемых хвостовиков в качестве резервных колонн.

Борьба с осложнениями с помощью технологии моноствольного расширяемого хвостовика – это новый подход в проектировании и строительстве сложных скважин с зонами осложнений. Моноствольный расширяемый хвостовик обеспечивает преимущества перед типовыми конструкциями хвостовиков и профильными перекрывателями не только

в технико-техническом, но и экономическом плане. Экономический эффект достигается за счёт сокращения количества промежуточных колонн, времени ликвидации зон осложнений, повышения коммерческой скорости бурения.

Таким образом, объективная необходимость строительства сложных и глубоких скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами углеводородных ресурсов требует применения инновационных методов крепления скважин, основанных на технологии моноствольных расширяемых хвостовиков.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Filippov, A., Mack, R., Cook, L.* 1999, Expandable Tubular Solutions. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3-6 October. SPE 56500
2. *York, P.* 2008, Solid Expandable Monobore Openhole Liner Extends 13-3/8 in. Casing Shoe Without Hole Size Reduction for Deepwater Applications, Offshore Technology Conference, 5-8 May, Houston, Texas, USA, 2008
3. *C. Lee; D. Brisco, K. Waddell, L. Ring, P. York,* Expandable Liner Hanger Provides Cost-Effective Alternative Solution, New Orleans, Louisiana, 2000.
4. *York, P., et al,* Solving Well Construction Challenges without Downsizing the Well, Using Solid Expandable Liner, SPE paper 91026 presented at the 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, U.S.A., September 26-29, 2004.