

УДК 622.279.7

**СОХРАНЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ИХ ВРЕМЕННОЙ ИЗОЛЯЦИИ**
MAINTENANCE OF FILTRATION AND CAPACITIVE RESERVOIR PROPERTIES
DURING TEMPORARY ISOLATION

Р. А. Гасумов, С. В. Костюков, Р. Р. Гасумов, В. Т. Лукьянов, С. А. Дудаев
R. A. Gasumov, S. V. Kostyukov, R. R. Gasumov, V. T. Lukyanov, S. A. Dudayev

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь
ОАО «Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный институт природных
газов», г. Ставрополь
ООО «СевКавнефтегазгеофизика — Новые технологии», г. Ставрополь

Ключевые слова: фильтрационно-емкостные свойства; глушение скважины;
кольматант; капитальный ремонт скважин
Key words: filtration and capacitive properties; well killing; bridging agent; workover

При проведении ремонтных работ в скважинах всегда значительное внимание уделялось сохранению естественной проницаемости пород-коллекторов. Но в настоящее время эта проблема все более актуальна. Многие газовые и газоконденсатные месторождения находятся на заключительной стадии разработки. Это сопровождается ухудшением горно-геологических условий месторождений. Значительное снижение пластовых давлений — наиболее значимое из проявлений этого ухудшения. Оно обуславливает высокую вероятность поглощения технологических жидкостей продуктивными пластами в процессе проведения ремонтных работ, загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП) и, как следствие, проблемы при освоении скважины (увеличение сроков выхода скважины на рабочий режим, необходимость создания высоких депрессий для вызова притока газа в скважину, применение дополнительных реагентных обработок для восстановления коллекторских свойств пласта и т. д.) [1]. В результате производительность скважины в послеремонтный период снижается, и это снижение достигает достаточно больших величин вплоть до полной потери связи с пластом.

Таким образом, решение проблемы сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов в процессе проведения ремонтных работ имеет огромное значение для нефтегазовой промышленности.

Технологические аспекты проблемы. Рассмотрение данного вопроса невозможно без понимания технологических аспектов проведения ремонтных работ. В соответствии с требованиями безопасности проведения работ на скважинах значительная часть операций по ремонту производится в заглушенной скважине. В настоящее время существует два основных способа глушения скважин:

- заполнение всего объема скважины жидкостью определенной плотности с целью прекращения доступа пластового флюида из пласта в скважину за счет создания необходимого гидростатического давления на пласт;
- заполнение определенного объема скважины блокирующей жидкостью в интервале продуктивного пласта, с последующей продавкой этой жидкости в пласт, с целью создания блокирующего экрана. При этом оставшийся объем скважины заполняется рабочей жидкостью, обеспечивающей создание необходимого гидростатического давления на пласт.

В условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) первый способ почти не применяется, так как из-за возможного поглощения технологической жидкости высока вероятность нефтегазоводопроявлений. Кроме того, происходит значительное загрязнение прискважинной зоны пласта вследствие глубокого проникновения технологических жидкостей в пласт.

Наибольшее распространение сегодня при капитальном ремонте получил второй способ — глушение скважин с временным блокированием продуктивных пластов. Как уже отмечалось, этот способ основывается на применении специализированных технологических жидкостей (блокирующего состава и рабочей жидкости), принцип действия которых значительно различается. Основная функция рабочей жидкости — создание гидростатического давления на пласт, вследствие этого важнейшей ее характеристикой является плотность. Кроме того, она должна иметь низкую фильтрацию и быть инертной к блокирующему составу, технологическим жидкостям, применяемым при ремонте, а также к подземному оборудованию скважины.

В отличие от рабочей жидкости блокирующий состав непосредственно контактирует с продуктивным пластом, обеспечивая формирование в поровом пространстве коллектора блокирующего экрана, препятствующего проникновению технологических жидкостей в пласт. Блокирующий экран должен быть создан только на время проведения работ, после чего его необходимо удалить из поровых каналов в процессе освоения скважины. Вследствие этого к блокирующим составам предъявляется ряд особых требований:

- высокие блокирующие свойства;
- коэффициент восстановления проницаемости более 90 %;
- инертность к пластовым флюидам и породам коллектора;
- ингибирование набухания глин продуктивного пласта.

Таким образом, именно блокирующий состав оказывает наибольшее воздействие на ПЗП. Его позитивное влияние на ФЕС пласта заключается в том, что он препятствует загрязнению ПЗП компонентами технологических жидкостей и вторичными осадками, созданию полимерных и гидратных слоев на стенках поровых каналов коллектора, способствующих уменьшению их размера, предотвращает набухание глинистого материала пласта. При этом применение блокирующего состава также несет определенные негативные последствия, которые могут выражаться в значительном снижении проницаемости коллектора вследствие неполного удаления блокирующего экрана при освоении скважины. Кроме того, поскольку блокирующий состав непосредственно контактирует с породами пласта, то в зависимости от рецептуры он может способствовать набуханию глин продуктивного пласта.

Исходя из вышеуказанного, для обеспечения сохранения ФЕС пластов в процессе проведения ремонтных работ нужно решить три основные задачи:

- качественное блокирование продуктивного пласта;
- полное удаление блокирующего состава из пласта после проведения ремонтных работ;
- предотвращение набухания глин продуктивного пласта (цементирующего материала и глинистых пропластков).

Проблема качественного блокирования продуктивного пласта при глушении скважин с АНПД. Качественное блокирование обусловлено созданием в поровых каналах коллектора блокирующего экрана, выдерживающего перепад давлений, соответствующий разнице между пластовым и гидростатическим давлением, созданным технологическими жидкостями в стволе скважины. Формирование экрана происходит в результате ряда физико-химических взаимодействий компонентов блокирующего состава друг с другом, а также с породами продуктивного пласта. При этом создается объемно-структурированная система, заполняющая поровое пространство ПЗП, связанная с внутренней поверхностью пор за счет образования связей различной природы.

Наибольшее распространение в газодобывающей отрасли получили блокирующие составы на водной основе [2–6]. Это обусловлено их низкой стоимостью, взрывопожаробезопасностью, экологичностью. Как правило, такие составы включают воду, функциональные добавки (загустители, понизители фильтрации, бактерициды, утяжелители и др.) и наполнитель. Также известны блокирующие составы без твердой фазы — вязкоупругие растворы на основе водорастворимых полимеров микробного происхождения (биополимеров) [7], но их эффективность может быть недостаточно высока при глушении скважин с АНПД. Это можно объяснить тем, что подобные технологические жидкости создают блокирующий экран только за счет образования различного рода химических связей (чаще всего слабых водородных) с породами продуктивного пласта. При этом достаточный блокирующий эффект наблюдается только при значительном проникновении состава в пласт, особенно когда гидростатическое давление столба жидкости в стволе скважины существенно превосходит пластовое.

Таким образом, при глушении скважин с АНПД необходимо применение блокирующих составов, содержащих наполнитель — кольматирующий агент. Кольматант является основным компонентом блокирующего экрана. Для обеспечения высокого качества блокирования используемый наполнитель должен соответствовать параметрам коллектора (типу коллектора, его пористости и проницаемости). Наибольшее значение с этой точки зрения имеют тип и фракционный состав коль-

матанта, что обусловлено следующим. Для гранулярных и мелкотрещиноватых коллекторов с проницаемостью до 1,5 Д применяют составы с зернистыми или волокнистыми наполнителями (или их комбинации). Для трещиноватых и крупнотрещиноватых коллекторов, а также гранулярных с проницаемостью более 1,5 Д более предпочтительным считается использование составов с пластинчатыми, волокнистыми или комбинированными наполнителями. При этом следует учитывать, что слишком мелкие частицы коьматанта способны проникать в поры коллектора на значительную глубину, что приводит к существенному снижению проницаемости коллектора и затруднению ввода скважины в эксплуатацию после проведения ремонтных работ. И наоборот, слишком крупные частицы закупоривающего материала не могут образовывать плотный блокирующий экран в ПЗП, что способствует высокой фильтрации жидкой фазы технологических жидкостей в пласт.

Для определения оптимального фракционного состава закупоривающего материала в нефтегазовой отрасли часто пользуются правилом Абрамса, согласно которому средний (медиальный) размер частиц коьматанта должен равняться или быть немного больше $1/3$ среднего размера пор пласта [8]. Анализ опыта применения различных наполнителей показал, что при использовании коьматанта с размерами частиц в диапазоне $1/3$ – $1/7$ среднего диаметра пор происходит наиболее качественное блокирование и максимальное сохранение ФЕС пласта после освоения скважин [9]. Это объясняется тем, что крупные частицы из указанного диапазона неглубоко проникают в пласт и создают своеобразный каркас. Более мелкие частицы заполняют промежутки между частицами в порах пласта. Под действием гидростатического давления частицы уплотняются и создают прочный низкопроницаемый барьер, предотвращающий поступление технологических жидкостей в пласт.

В формировании блокирующего экрана также значительную роль играют химические добавки. Как правило, это полимерные реагенты. Их действие основано на взаимодействии полимерных молекул с частицами коьматанта и поверхностью пород пласта с образованием объемно-структурированного блокирующего экрана в поровом пространстве, препятствующего фильтрации технологических жидкостей в продуктивный пласт.

Проблема полного удаления блокирующего состава из пласта после проведения ремонтных работ при глушении скважины. Большое значение для сохранения ФЕС пластов имеют не только качественное блокирование пласта и его защита от проникновения технологических жидкостей, применяемых в процессе ремонта, но и полное удаление блокирующего состава из ПЗП в процессе освоения скважины.

С этой точки зрения большое значение имеет природа коьматанта. Ассортимент промышленно выпускаемых наполнителей для нефтегазовой отрасли достаточно велик. Однако не все из них могут успешно применяться в блокирующих составах ввиду высоких требований к их технологическим свойствам. Наиболее предпочтительными для применения являются кислоторастворимые коьматанты. Это обусловлено тем, что в случае недостаточно качественного удаления блокирующего состава в процессе освоения скважины при создании депрессии на пласт восстановление коллекторских свойств может быть обеспечено кислотной обработкой призабойной зоны скважины.

К кислоторастворимым коьматантам относятся природные карбонаты (измельченные минералы на основе CaCO_3 , MgCO_3 , FeCO_3), химически осажденный мел [4]. Кроме того, перспективным является применение в качестве коьматанта кислоторастворимой конденсируемой твердой фазы, получаемой непосредственно в блокирующем составе. Это обусловлено тем, что конденсируемая твердая фаза имеет конкретный заданный химический и фракционный состав, с минимальным содержанием неконтролируемых примесей (в отличие от коьматантов природно-

го происхождения), что обеспечивает полное ее удаление и сводит к минимуму возможность протекания неконтролируемых реакций, приводящих к образованию вторичных осадков. Причем, поскольку формирование конденсируемой твердой фазы происходит в процессе приготовления блокирующего состава, достигается высокая однородность распределения кольматанта в жидкости, что, как следствие, способствует уменьшению толщины зоны кольматации. Это объясняется следующим. Блокирующий экран формируется в результате проникновения определенного количества кольматанта в поры пласта. При этом при равномерном распределении наполнителя в каждом элементарном объеме блокирующего состава содержится примерно равное число частиц кольматанта. В результате при минимальном объеме проникшей в поровое пространство жидкости происходит формирование блокирующего экрана.

Проблема ингибирования набухания глинистого материала пласта при глушении скважины. Не менее важным свойством блокирующего состава является ингибирование набухания глин продуктивного пласта. Основные коллекторы нефти и газа — породы осадочного происхождения. Тип коллектора определяется природой, структурой и геометрией порового пространства. Подавляющая часть нефтяных и газовых месторождений приурочена к коллекторам трех типов — гранулярным (обломочный, хемогенный), трещинным и коллекторам смешанного строения. Гранулярные (терригенные) коллекторы сложены преимущественно песчано-алевритовыми породами, состоящими из песчаников, песка, алевролитов, реже известняков, доломитов, мергелей. Цементировочным материалом в таких породах, как правило, являются глинистые минералы, реже карбонаты. Кроме того, глинистые минералы встречаются в коллекторах в виде прожилок и пропластков.

Глины продуктивных коллекторов, как правило, состоят из смеси глинистых минералов: каолинитовых, монтмориллонитовых, гидрослюдистых, хлоритовых и др. Содержание глинистых фракций в продуктивном пласте изменяется от долей процента до 30 % и более. Породы, включающие глинистые минералы, склонны к набуханию. Процесс набухания глин приводит к снижению пористости и проницаемости породы. Интенсивность набухания глин зависит от химического состава воды в поровом пространстве, концентрации солей в ней, состава обменных ионов, минералогического и гранулометрического состава пород, структуры породы, характера ее внутренних связей.

Проблеме набухания глин посвящено значительное число публикаций [10–14]. Многие авторы согласны с тем, что набухание глин обусловлено ионным обменом, в котором могут быть задействованы внешние базальные поверхности, различного рода поверхностные дефекты (сколы, дислокации и др.), а также межпакетное пространство глинистых минералов. Важно отметить, что процессы, происходящие при набухании различных типов глин, могут существенно различаться. Например, для глинистых минералов группы каолинита (каолинит, накрит и др.), которые имеют жесткую кристаллическую решетку с небольшими межслоевыми (базальными) расстояниями (порядка 0,7 нм), характерно протекание ионообменных процессов в области поверхностных дефектов, при этом базальные поверхности и межслоевое пространство остаются почти не задействованными. В противоположность этому глины монтмориллонитовой группы (монтмориллонит, вермикулит, сапонит и др.) имеют подвижную кристаллическую решетку с межслоевыми расстояниями до 20 нм (Na-монтмориллонит). Для минералов указанной группы присуще наличие некомпенсированных зарядов на базальных поверхностях, вызванных явлениями гетеровалентного изоморфизма (замещение Si^{4+} на Al^{3+} в тетраэдрических сетках и Al^{3+} на Mg^{2+} или Fe^{2+} — в октаэдрических), вследствие чего сорбция ионов из раствора происходит не только на сколах и базальных поверхностях, но и в межслоевых пространствах глинистых частиц, где находится до 80 % адсорбированных обменных ионов.

Столь большие различия в процессах, происходящих при набухании различных глинистых минералов, являются результатом их структурных особенностей — характера и количества дефектов кристаллической решетки (оборванные связи, гетеровалентные замещения, нарушение чередования структурных элементов решетки), соотношения тетраэдрических (подрешетка кремния) и октаэдрических (подрешетка алюминия) элементов кристаллической решетки (рисунок).

Вследствие этого предотвращение набухания глин продуктивного пласта является достаточно сложной задачей. Известно несколько механизмов ингибирования набухания глинистых минералов: катионный обмен, анионный обмен, адсорбция полимерных и поверхностно-активных органических соединений. Каждый из указанных механизмов обусловлен рядом процессов происходящих в системе «глинистые частицы — раствор».

Наиболее исследован и чаще всего используется катионный обмен. Он основан на электростатическом взаимодействии катионов с базальными поверхностями глинистых частиц [10]. При этом возможны два варианта взаимодействия:

- положительно заряженные ионы адсорбируются на внешних базальных поверхностях и поверхностных дефектах (сколах), компенсируя их отрицательный заряд, тем самым препятствуют образованию гидратных оболочек на глинистых частицах;
- положительно заряженные ионы диффундируют в межпакетное пространство и, компенсируя отрицательный заряд базальных поверхностей, прочно сращивают кристаллическую решетку глинистого минерала, препятствуя адсорбции молекул воды и расширению межпакетных расстояний.

Определяющее значение на ингибирующую способность катионов имеют их заряд и ионный радиус. Это обусловлено тем, что заряд иона определяет величину его электростатического поля и, соответственно, влияет на эффективность компенсации отрицательного заряда базальных плоскостей. Ионный радиус определяет возможность его проникновения в межпакетное пространство и протекания физико-химических процессов. Многими авторами предложены ряды катионов по их эффективности в качестве ингибиторов набухания глинистых минералов [12–14].

Сорбция ионов и молекул воды из раствора происходит не только базальными поверхностями, но и в области сколов и других дефектов кристаллической решетки глины, которые имеют положительный заряд (в большей степени это относится к гидрослюдам). В этом случае протекание катионного обмена невозможно вследствие электростатического отталкивания. Предотвращение гидратации глинистых частиц с активными поверхностями, способными к ионообменному взаимодействию с водой, имеющих нескомпенсированный положительный заряд, может быть обеспечено за счет анионного обмена. Его сущность заключается в адсорбции анионов на глинистые частицы в области положительно заряженных дефектов и экранировании их от взаимодействия с молекулами воды. При этом в отличие от

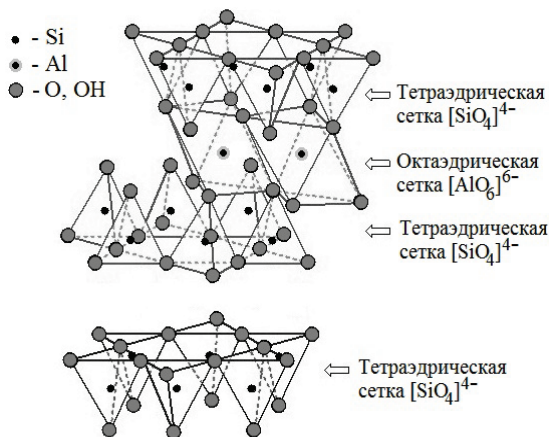


Рисунок. Схематическое изображение структуры монтмориллонита

катионного обмена решающее значение для выбора анионов имеет их координация, а именно структурная близость анионной группировки к тетраэдрическим элементам решетки глины [13]. Это обусловлено тем, что при адсорбции аниона происходит distortion кристаллической решетки в дефектной области и, как следствие, снижение поверхностной энергии частицы. Одним из основных элементов кристаллической решетки глин является кремнекислородный тетраэдр $[\text{SiO}_4]^{4-}$. Наиболее близки к $[\text{SiO}_4]^{4-}$ по координации кислотные остатки солей серной $[\text{SO}_4]^{2-}$, ортофосфорной $[\text{PO}_4]^{3-}$, алюминиевой $[\text{AlO}_4]^{5-}$ кислот.

Третий механизм ингибирования, описанный в работе [12], обусловлен явлением адсорбции молекул сложных органических соединений на глинистые частицы. При этом в качестве ингибиторов рассматриваются защитные коллоиды (полимеры) и поверхностно-активные вещества (ПАВ). Механизм их воздействия на глинистые породы существенно зависит от типа содержащихся в соединении активных групп. Полимеры и ПАВ подразделяют на анионные, катионные, неионогенные и амфотерные. Поскольку на поверхности и в межпакетном пространстве глинистых частиц существуют нескомпенсированные заряды, то в зависимости от заряда активных групп органического агента могут возникать процессы близкие к катионному или анионному обмену (для анионных, катионных и амфотерных соединений). Но в этом случае есть свои особенности:

- молекулы полимеров в отличие от неорганических ионов или молекул ПАВ, как правило, имеют большие размеры и не способны проникать в межпакетное пространство;
- в зависимости от pH среды ингибирующая способность полимеров и ПАВ может существенно изменяться, что связано со структурными особенностями молекул указанных соединений;
- силы электростатического взаимодействия органических ионов с глинистыми частицами меньше по величине по сравнению с ионами неорганических соединений (для органических веществ характерно перераспределение электронной плотности от активных групп к соседним группам углеводородного радикала).

Кроме того, для полимеров и ПАВ характерно также взаимодействие с поверхностью глинистых частиц посредством адсорбции с образованием водородных связей. В результате этого происходит формирование адсорбционного слоя органических молекул, который препятствует гидратации глинистых частиц.

В реальных условиях, как правило, глинистый материал пород-коллекторов представлен глинами, относящимися к различным группам. Наиболее распространены монтмориллонит-гидрослюдистые образования, но достаточно часто встречаются монтмориллонит-вермикулитовые, хлорит-монтмориллонитовые, хлорит-гидрослюдистые и др. Это обусловлено особенностями формирования и геологического развития осадочных пород конкретных территорий. Таким образом, ингибирование набухания глин продуктивного пласта — достаточно сложный процесс и требует одновременного применения различных видов ингибирующих агентов.

Современный взгляд на решение поставленных проблем. Известно большое количество технологий и технологических жидкостей для глушения скважин с различными горно-геологическими и климатическими условиями [2, 3, 5, 6, 15, 16]. Однако, несмотря на высокую эффективность разработанных ранее блокирующих составов, на сегодняшний день, в связи с возросшими требованиями к параметрам состава, вопрос усовершенствования и разработки новых составов остается по-прежнему актуальным.

В результате экспериментальных исследований был разработан блокирующий состав, обеспечивающий сохранение ФЕС пласта, содержащий кислоторастворимую конденсируемую твердую фазу, защищенный патентом Российской Федерации [17]. Он обладает высокими блокирующими свойствами (выдерживает перепад давлений до 20 МПа) в коллекторах с неоднородной проницаемостью и обес-

печивает сохранение ФЕС пласта — коэффициент восстановления проницаемости составляет более 95 %. Кроме того, разработанный блокирующий состав обеспечивает ингибирование набухания сложных по минералогическому и химическому составу глинистых минералов. Это обусловлено присутствием в нем ряда ингибирующих ионов (катионов щелочных металлов и фосфатных анионов), которые не вводятся дополнительно, а образуются в процессе приготовления состава в качестве побочных продуктов при формировании дисперсной фазы. Также блокирующий состав содержит полимерный реагент и ПАВ.

Таким образом, в результате проведенного анализа установлено, что сохранение ФЕС продуктивного пласта обеспечивается во многом за счет применения эффективных блокирующих составов. При этом важнейшую роль играют три основных фактора: высокая блокирующая способность состава, возможность его полного удаления из ПЗП после проведения работ и ингибирование набухания глинистого материала пласта. Решение поставленных задач возможно благодаря правильному подбору колюматизирующих агентов (природе колюматанта, его типу и фракционному составу), используемых в блокирующем составе, и различных функциональных добавок (солей, полимеров и ПАВ).

Список литературы

1. Гасумов Р. А., Вагина Т. Ш., Костюков С. В. Современный подход к выбору составов для временного блокирования продуктивных пластов скважин на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 6. – С. 51–56.
2. Гасумов Р. А., Минликаев В. З. Техника и технология ремонта скважин в 2-х т. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013. Т. 1. – 360 с.
3. Гасумов Р. А., Минликаев В. З. Повышение и восстановление производительности газовых и газоконденсатных скважин. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 477 с.
4. Басарыгин Ю. М., Макаренко П. П., Мавромати В. Д. Ремонт газовых скважин. – М.: Недра, 1998. – 271 с.
5. Вагина Т. Ш., Гаврилов А. А. Разработка блокирующего состава для глушения скважин на месторождениях Западной Сибири с учетом современных требований // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 6. – С. 38–41.
6. Крылов В. И., Крецул В. В., Меденцев С. В. Современные технологические жидкости для заканчивания и капитального ремонта скважин. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 1. – С. 36–44.
7. Попова Ж. С. Экологически чистые технологические растворы для бурения и ремонта скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 4. – С. 45–46.
8. Abrams A. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion // Journal of Petroleum Technology. – 1977. – V. 29. – I. 5. – P. 586–592.
9. Optimizing the selection of bridging particles for reservoir grilling fluids / M. A. Dick [and etc.] // SPE International symposium on formation damage. – Lafayette, 2000.
10. Грим Р. Э. Минералогия и практическое использование глин / Под ред. В. П. Петрова. – М.: Мир, 1967. – 512 с.
11. Соколов В. Н. Глинистые породы и их свойства // Соросовский образовательный журнал. – 2000. – Т. 6. – № 9. – С. 59–65.
12. Городнов В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М.: Недра, 1977. – 280 с.
13. Ахмадеев Р. Г., Данюшевский В. С. Химия промысловых и тампонажных жидкостей. – М.: Недра, 1981. – 152 с.
14. Новиков В. С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: Недра, 2000. – 270 с.
15. Гасумов Р. А., Гаврилов А. А., Вагина Т. Ш. Гидросолегелевый блокирующий состав и технология его применения на скважинах Западно-Сибирского нефтегазового бассейна // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 10. – С. 34–36.
16. Гасумов Р. А., Вагина Т. Ш., Гаврилов А. А. Глушение скважин с временным блокированием продуктивного пласта на газовых скважинах с АНПД месторождений Крайнего Севера // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 9. – С. 37–40.
17. Пат. 2543003 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/504. Состав для временного блокирования продуктивного пласта на водной основе [Текст] / Р. А. Гасумов [и др.], патентообладатель ОАО «Газпром». – № 2014110212/03; заявл. 18.03.14, опубл. 27.02.15, бюл. № 6. – 11 с.

Сведения об авторах

Гасумов Рамиз Алиевич, д. т. н., профессор кафедры строительства нефтяных и газовых скважин, Северо-Кавказский федеральный университет, тел.: 88652563026, e-mail: Priemnaya@scnipgaz.ru

Костюков Сергей Владимирович, аспирант, научный сотрудник, ОАО «СевКавНИПИгаз», г. Ставрополь, тел.: 89197405226, e-mail: kostyukovsv@scnipgaz.ru,

Information about the authors

Gasumov R. A., Doctor of Engineering, Professor of Oil and Gas Wells Construction Department, North-Caucasus Federal University, Stavropol, phone: 88652563026, e-mail: Priemnaya@scnipgaz.ru

Kostukov S. V., Postgraduate, Researcher, JSC «Sev-KavNIPGaz», Stavropol, phone: 89197405226, e-mail: KostyukovSV@scnipgaz.ru

Гасумов Рустам Рамизович, к. т. н., директор научно-исследовательского центра по строительству, эксплуатации и ремонту скважин, ОАО «СевКавНИПИгаз», тел.: 88652358077, e-mail: GasumovRR@scnipigaz.ru

Лукьянов Владимир Тимофеевич, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Северо-Кавказский федеральный университет, тел.: 88652940096, e-mail: RANGM26@yandex.ru

Дудаев Сайни Амиранович, д. т. н., генеральный директор ООО «СевКавнефтегазгео физика — Новые технологии», г. Ставрополь, тел.: 88652723398, e-mail: skgeofiznt@mail.ru

Gasumov R. R., Candidate of Engineering, Head of Scientific Center of Wells Construction, Operation and Workover, JSC «SevKavNIPigaz», Stavropol, phone: 88652358077, e-mail: GasumovRR@scnipigaz.ru

Lukyanov V. T., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, North-Caucasus Federal University, Stavropol, phone: 88652940096, e-mail: RANGM26@yandex.ru

Dudayev S. A., Doctor of Engineering, General Director LLC «SevKavneftegazgeofizika — New Technologies», Stavropol, phone: 88652723398, e-mail: skgeofiznt@mail.ru

УДК 622.245.001.57

**АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ
СКВАЖИНАМИ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ**
ANALYSIS OF QUALITY OF PERFORATION OF PRODUCTION
FORMATIONS BY WELLS WITH HORIZONTAL COMPLETION

В. Г. Кузнецов

V. G. Kuznetsov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: скважина с горизонтальным окончанием; корреляционно-регрессионный анализ; множественная корреляция; дебит

Key words: well with horizontal completion; correlation and regression analysis; multivariable correlation; well production rate

Основным показателем качества вскрытия продуктивных пластов в процессе бурения является максимальное сохранение их коллекторских свойств. К настоящему времени в решении этой задачи накоплен большой опыт, однако многообразие горно-геологических особенностей строительства скважин не позволяет создать универсальную технологию вскрытия пластов. Поэтому возникает необходимость в совершенствовании техники и технологии вскрытия пород коллекторов нефти и газа.

Особенно актуальной является проблема качества строительства скважин с горизонтальным окончанием, в связи с тем что понятие качества работ в бурении и при их заканчивании до сих пор четко не определено [1–3]. Успешное решение проблемы оценки качества требует комплексного подхода, то есть реализации широкого комплекса организационных, экономических и технических мероприятий, которые могут быть четко сформулированы только на основании фактических данных комплексных исследований воздействия различных факторов на качество вскрытия пласта. В данной статье представлены результаты исследования, проведенного с целью оценки влияния факторов, связанных с бурением и освоением скважин с горизонтальными окончаниями, их ранжирования и построения модели, описывающей качество вскрытия продуктивных пластов такими скважинами.

Исследование было проведено по данным двадцати скважин с горизонтальным окончанием Уватского проекта. Эти скважины имеют схожую конструкцию (табл. 1), пробурены при одинаковом материально-техническом обеспечении, в идентичных геологических условиях. Это дает возможность сопоставить и проанализировать параметры, которые обычно не привлекают внимания исследователей, например продолжительность цикла бурения и освоения и т. д.