

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.142-150>

EDN **PLIAB**

УДК **622.276.7:622.245.67**

Методы изоляции обводнённых трещиноватых коллекторов

Зиятдинов Р.З., Валовский В.М., Жиркеев А.С., Сахапова А.К.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

Water shutoff techniques for fractured reservoirs

R.Z. Ziyatdinov, V.M. Valovsky, A.S. Zhirkeev, A.K. Sakhapova

TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft, Bugulma, Russia

E-mail: zrz5969@tatnipi.ru

Аннотация. Обводненные трещиноватые коллекторы являются одним из источников возникновения газонефтеводопроявлений (ГНВП) из-за завышенного уровня проницаемости и недостаточного интервала критических уровней давления. Трещины могут прорваться в водоносный пласт или в вышерасположенную газовую шапку, притягивая к скважинам воду и газ. Они могут способствовать поглощению жидкости глушения пластом при проведении ремонта скважин. Кроме того, микро- и макротрещины пород под влиянием повышенных гидродинамических давлений в скважине расширяются, углубляются, разрываются и образуют разветвлённую сеть, что приводит к обвалам, осыпям и поглощению. Также при заводнении карбонатных трещиноватых или трещиновато-кавернозных пластов может произойти резкий прорыв нагнетаемой воды в добывающие скважины.

Для изоляции трещиноватых пластов при ГНВП используют различные методы:

- закачка изоляционного материала, в качестве которого применяют суспензию глины с полимером, вязкоупругие составы из полимеров, жидкое стекло, нефть и нефтепродукты;

- закачка водонабухающего полимера.

Цель исследований – разработка методов, снижающих риск возникновения ГНВП в обводнённых трещиноватых коллекторах.

Результатом проведенных исследований является повышение эффективности и успешности работ в сравнении с использованием тампонажных портландцементов. Это достигается за счет более интенсивного перемешивания двух потоков компонентов

водоизоляционной композиции, а также упрощения технологии применения за счет использования неонала с более низкой температурой замерзания.

Ключевые слова: модельные испытания, проппант, полиакриламид, отверждающийся тампонирующий материал, глинисто-силикатный раствор, кремнийорганическое соединение, водоизоляционный экран, перепад давления, глинистый раствор

Для цитирования: Зиятдинов Р.З., Валовский В.М., Жиркеев А.С., Сахапова А.К. Методы изоляции обводнённых трещиноватых коллекторов // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 142-150. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.142-150>. - EDN IILIA B

Abstract. Water-producing fractured reservoirs are one of the sources of gas, oil and water kicks due to their high permeability and insufficient range of pressure thresholds. Fractures can reach an aquifer or an overlying gas cap, thus making a path for gas or water to producing wells. They can cause well-killing fluid losses during well workover operations. Moreover, micro- and macrofractures can expand, deepen and break under high flowing pressures, forming an extensive fracture network which results in caving, bridge-over, and lost circulation. Waterflooding of carbonate fractured or cavernous fractured reservoirs can be accompanied with rapid breakthrough of the injected water into producing wells.

To shutoff fractured reservoirs in case of gas, oil and water kicks, various methods are used:

- injection of plugging materials, for example, clay-polymer slurries, viscoelastic polymer systems, liquid glass, oil, and oil products;
- injection of water-swelling polymers.

The study is aimed at development of methods to mitigate risks of gas, oil and water kicks in water-producing fractured reservoirs.

This research resulted in the improved efficiency and success rate of the operations as compared with plugging Portland cement. The efficiency is improved by more rapid mixing of two streams of water shutoff system components, as well as by simplifying the application technology due to the use of neonol with lower freezing point.

Key words: model tests, proppant, polyacrylamide, curable plugging material, clay-silicate solution, silicone compound, water shutoff barrier, pressure differential, clay mud

For citation: R.Z. Ziyatdinov, V.M. Valovsky, A.S. Zhirkееv, A.K. Sakhapova Metodi izolyacii obvodnyennih treschinovatih kollektorov [Water shutoff techniques for fractured reservoirs]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(42), 2025. pp.142-150. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.142-150>. EDN IILIA B (in Russian)

Введение

Для снижения рисков газонефтеводопроявлений (ГНВП) путем повышения устойчивости к перепаду давления разработан и исследован метод установки различных водоизоляционных экранов из известных тампонажных материалов, в том числе с твердыми частицами, в качестве которых применяли проппант фракции 20–40 меш с покрытием из кремнийорганического соединения концентрацией 50, 125 и 200 кг/м³. Для оценки эффективности предлагаемого метода провели модельные испытания. В качестве модели трещины пласта использовали трубки из нержавеющей стали длиной 2,4 м с внутренним диаметром 4 мм, внутренний объем трубки 30 см³. Для создания условий, сходных с реальными, трубки первоначально заполнили пластовой водой хлоркальциевого типа плотностью 1160 кг/м³. Модельные испытания провели в пять этапов.

На первом этапе оценили эффективность применяемого для изоляции пластов полиакриламида (ПАА) [1]. Для этого в трубку последовательно закачали 10 мл 0,5 %-ного раствора ПАА марки ПААС в пресной воде, 10 мл 10 %-ного раствора CaCl₂ в пресной воде и 10 мл 1 %-ного раствора ПАА В 615 в пресной воде. На втором, третьем и четвертом этапах оценили эффективность предлагаемого метода при рекомендованных значениях концентраций и объемов реагентов.

На втором этапе в трубку в качестве первой порции армирующего тампонирующего материала закачали проппант с покрытием из кремнийорганического соединения ЭТС-40 фракции 20/40 меш с концентрацией 50 кг/м³ в водном растворе ПАА с массовой долей ПАА 0,2 %. При этом проппант забивал трубку, оставаясь внутри нее, а раствор ПАА выходил через открытый конец трубки. Затем через трубку прокачали пресную воду в объеме, равном 1,5 объема от объема раствора ПАА. Далее в качестве второй порции отверждающегося тампонирующего материала закачали в трубку 30 мл кремнийорганического тампонажного состава,

состоящего из смеси реагента 119-296И марки Б с пресной водой в соотношении, соответственно, 2:1. При этом излишки кремнийорганического тампонажного состава вышли через открытый конец трубки.

На третьем этапе в трубку в качестве первой порции армирующего тампонирующего материала закачали проппант с покрытием из кремнийорганического соединения ЭТС-40 фракции 20/40 меш с концентрацией 125 кг/м³ в водном растворе ПАА с массовой долей ПАА 0,4 %. При этом проппант забивал трубку, оставаясь внутри нее, а раствор ПАА выходил через открытый конец трубки. Затем через трубку прокачали пресную воду в объеме, равном 1,75 объема от объема раствора ПАА. Далее в качестве второй порции отверждающегося тампонирующего материала закачали в трубку 30 мл кремнийорганического тампонажного состава, состоящего из смеси реагента 119-296И марки Б с пресной водой в соотношении, соответственно, 2:1. При этом излишки кремнийорганического тампонажного состава вышли через открытый конец трубки.

На четвертом этапе в трубку в качестве первой порции армирующего тампонирующего материала закачали проппант с покрытием из кремнийорганического соединения ЭТС-40 фракции 20/40 меш с концентрацией 200 кг/м³ в водном растворе ПАА с массовой долей ПАА 0,6 %. При этом проппант забивал трубку, оставаясь внутри нее, а раствор ПАА выходил через открытый конец трубки. Затем через трубку прокачали пресную воду в объеме, равном двум объемам от объема раствора ПАА. Далее в качестве второй порции отверждающегося тампонирующего материала закачали в трубку 30 мл кремнийорганического тампонажного состава, состоящего из смеси реагента 119-296И марки Б с пресной водой в соотношении, соответственно, 2:1. При этом излишки кремнийорганического тампонажного состава вышли через открытый конец трубки.

Таблица 1

Результаты модельных испытаний

Номер этапа	Закачанные в модель реагенты	Удельное давление прорыва воды, МПа/м
1	10 мл 0,5 %-ного раствора ПАА марки ПААС в пресной воде, 10 мл 10 %-ного раствора CaCl_2 в пресной воде и 10 мл 1 %-ного раствора ПАА В 615 в пресной воде	1,2
2	35 г проппанта, покрытого ЭТС-40 в 700 мл водного раствора ПАА из 698,6 мл пресной воды и 1,4 г ПАА DP9-8177; 1050 мл пресной воды; 30 мл кремнийорганического тампонажного состава из смеси 20 мл реагента 119-296И марки Б и 10 мл пресной воды	5,5
3	35 г проппанта, покрытого ЭТС-40 в 300 мл водного раствора ПАА из 298,8 мл пресной воды и 1,2 г ПАА DP9-8177; 525 мл пресной воды; 30 мл кремнийорганического тампонажного состава из смеси 20 мл реагента 119-296И марки Б и 10 мл пресной воды	5,7
4	35 г проппанта, покрытого ЭТС-40 в 180 мл водного раствора ПАА из 178,9 мл пресной воды и 1,1 г ПАА DP9-8177; 360 мл пресной воды; 30 мл кремнийорганического тампонажного состава из смеси 20 мл реагента 119-296И марки Б и 10 мл пресной воды	5,8
5	30 мл кремнийорганического тампонажного состава из смеси 20 мл реагента 119-296И марки Б и 10 мл пресной воды	3,8

На пятом этапе оценили эффективность предлагаемого способа, но без закачки проппанта, то есть тампонируют трубку, закачав в нее 30 мл отверждающегося кремнийорганического тампонажного состава, состоящего из смеси реагента 119-296И марки Б с пресной водой в соотношении, соответственно, 2:1.

Через 24 ч провели испытание на устойчивость к выдавливанию закачанных реагентов под влиянием перепада давления на всех этапах работ. Для этого на конце трубки, противоположном концу, через который первоначально производили закачивание, повысили давление закачиванием пресной воды до момента ее прорыва. Замеренную величину давления прорыва воды поделили на длину трубки для определения величины удельного давления прорыва воды (в МПа/м). Проведенные на

каждом этапе испытания повторяли три раза, усредненные результаты приведены в табл. 1.

Удельное давление прорыва воды через модель при испытаниях предлагаемого способа (см. этапы 2–4 в таблице) существенно превышает удельное давление прорыва воды через модель при испытаниях наиболее близкого аналога (см. этап 1 в таблице) и удельное давление прорыва воды через модель, заполненную отверждающимся кремнийорганическим тампонажным составом без использования проппанта в качестве армирующего материала (см. этап 5 в таблице).

Таким образом, модельные испытания подтвердили повышение стойкости создаваемого водоизоляционного экрана к перепадам давления путем тампонирувания трещин пласта твердыми частицами и отверждающимися тампонирующими материалами, применяемыми в предлагаемом методе.

Кроме того, в настоящее время основной объём ремонтно-изоляционных работ (РИР) осуществляется с использованием тампонажных портландцементов. Эффективность РИР в скважинах по изоляции зон поглощений в большинстве случаев не превышает 50 %.

Для повышения эффективности изоляции зон поглощения в скважинах разработана технология изоляции зон поглощений при ремонте скважин с применением глинисто-силикатного раствора. Работы могут проводиться как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах.

Технология проведения водоизоляционных работ основана на использовании глинисто-силикатного раствора в условиях поглощений в скважинах с приемистостью от 3,0 до 7,0 м³/ч·МПа и температуре в интервале изоляционных работ от 5 до 45°С.

Технология изоляции зоны поглощения в скважине включает закачку в скважину одновременно-раздельно двух потоков, равных в

соотношении 1:1 (по объему), следующих компонентов водоизоляционной композиции:

- смесь глинистого бурового раствора, этилацетата, неонола;
- высокомодульного жидкого стекла 100 об.%.

Перед закачкой в скважину спускают две колонны труб, каждую из которых в нижней части оборудуют клапаном, автоматически открываемым при давлении, в 1,6–2,2 раза превышающем давление приемистости скважины. В колонны труб одновременно-раздельно закачивают два потока компонентов водоизоляционной композиции. В первом потоке закачивают смесь 93,455–95,470 об.% глинистого бурового раствора, 4,5–6,5 об.% этилацетата и 0,030–0,045 об.% неонола марки АФ 9-6. Во втором потоке, равном по объему первому, закачивают 100 об.% высокомодульного жидкого стекла марки СИЛИНОМ ВН-М с силикатным модулем, равным 5.

Отверждение глинисто-силикатного раствора происходит в присутствии этилацетата, при этом свободная вода прочно связывается формирующимся глинисто-силикатным гелем. Формирующийся при структурировании глинисто-силикатного раствора тампонажный материал имеет однородную прочную структуру, обладает химическим сродством и адгезией к породам, слагающим пласты. Через 2–4 ч с момента смешения всех компонентов раствор теряет подвижность. Пластическая прочность образовавшейся тампонажной массы, определенная по методу конического пластомера П.А. Ребиндера, составляет 0,1–0,2 МПа.

Отверждение глинисто-силикатного раствора происходит в присутствии производных карбоновых кислот. Время потери текучести регулируется катализатором отверждений в диапазоне температур 5–45°C. Количество образующейся тампонирующей массы составляет 100 % от объема закачиваемых компонентов.

Промысловые испытания технологии изоляции зон поглощений с применением глинисто-силикатного раствора проведены на месторождениях ПАО «Татнефть» на 20 скважинах. Успешность работ составила 80 %.

Список литературы

1. Патент N 2187622 Российская Федерация, МПК E21B 33/14 (2006.01). Способ изоляции пластов: N 2001105884/03: заявлено 02.03.2001: опубликовано 20.08.2002 / Рахимкулов Р.Ш., Гилязов Р.М. Гибадуллин Н.З., Попов А.М., Хайруллин В.Ф.; патентообладатель Дочернее общество с ограниченной ответственностью «Башкирский научно-исследовательский институт нефти» Открытого акционерного общества Акционерная нефтяная компания «Башнефть».
2. Патент N 2496970 Российская Федерация, E21B 33/138 (2006.01). Способ водоизоляционных работ в трещиноватых коллекторах: N 2012116087/03: заявлено 20.04.2012: опубликовано 27.10.2013 / Махмутов И.Х., Кадыров Р.Р., Жиркеев А.С., Зиятдинов Р.З.; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина
3. Патент N 2504641 Российская Федерация, E21B 33/138 (2006.01). Способ изоляции зон поглощения в скважине: N 2012132368/03: заявлено 27.07.2012: опубликовано 20.01.2014 / Махмутов И.Х., Жиркеев А.С., Зиятдинов Р.З., Хасанова Д.К., Кадыров Р.Р.; патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина
4. Новые технологии изоляции зон поглощений при ремонте скважин / Р.Р. Кадыров, А.С. Жиркеев, А.К. Сахапова, Д.К. Хасанова, Р.В. Крючков // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 12. – С. 113-115.

References

1. Pat. 2187622 Ros. Federacii MPK E21B 33/14. Sposob izolyacii plastov [Tekst] /Rahimkulov R.SH., Gilyazov R.M.i dr., zayavitel', patentoobladatel' Dochernee obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennost'yu "Bashkirskij nauchno-issledovatel'skij institut nefti" Otkrytogo akcionernogo obshchestva Akcionernaya neftyanaya kompaniya "Bashneft", zayavl. 02.03.2001; opubl. 20.08.2002 g. (in Russian)
2. Pat. 2496970 Ros. Federacii MPK E21V 43/08, 43/10. Sposob vodoizolyacionnyh rabot v treshchinovatyh kollektorah [Tekst] / R.R. Kadyrov, A.S. ZHirkeev, I.H. Mahmutov, R.Z. Ziyatdinov; zayavitel' i patentoobladatel' PAO «Tatneft» im. V. D. SHashina, zayavl. 14.04.2012; opubl. 27.10.2013 g.; Byul. № 30. (in Russian)
3. Pat. 2504641 Ros. Federacii MPK E21V 43/08, 43/10. Sposob izolyacii zon pogloshcheniya v skvazhine [Tekst] / R.R. Kadyrov, A.S. ZHirkeev, I.H. Mahmutov, R.Z. Ziyatdinov, D.K. Hasanova; zayavitel' i patentoobladatel' PAO «Tatneft» im. V. D. SHashina, zayavl. 27.07.2012; opubl. 20.01.2013g.; Byul. № 2. (in Russian)
4. Novye tekhnologii izolyacii zon pogloshchenij pri remonte skvazhin [Tekst] / R.R. Kadyrov, A.S. ZHirkeev, A.K. Sahapova, D.K. Hasanova, R.V. Kryuchkov, Neftyanoe hozyajstvo, № 12, 2010 g., Pp. 113-115. (in Russian)

Сведения об авторах

Зиятдинов Радик Зязятович, заведующий сектором института «ТатНИПИнефть»
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина им. В.Д. Шашина
Россия, 423230, Бугульма, ул. Советская, 149А
E-mail: zrz5969@tatnipi.ru

Валовский Владимир Михайлович, доктор технических наук, профессор, советник дирекции по технике и технологии в разработке нефтяных месторождений института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423230, Бугульма, ул. Ленина, 2
E-mail: zrz5969@tatnipi.ru

Жиркеев Александр Сергеевич, кандидат технических наук, заведующий лабораторией института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423230, Бугульма, ул. Ленина, 2
E-mail: jirkeev@tatnipi.ru

Сахапова Альфия Камиловна, кандидат технических наук, заведующий сектором института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423230, Бугульма, ул. Энгельса, 5
E-mail: ers119@tatnipi.ru

Authors

R.Z. Ziyatdinov, Head of Sector, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
149A, Sovetskaya Str., Bugulma, 423230, Russian Federation
E-mail: zrz5969@tatnipi.ru

V.M. Valovsky, Dr.Sc., Professor, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
2, Lenina Str., Bugulma, 423230, Russian Federation
E-mail: zrz5969@tatnipi.ru

A.S. Zhirkeev, PhD, Head of Laboratory, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
2, Lenina Str., Bugulma, 423230, Russian Federation
E-mail: jirkeev@tatnipi.ru

A.K. Sakhapova, PhD, Head of Sector, TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft
5, Engelsa Str., Bugulma, 423230, Russian Federation
E-mail: ers119@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 07.03.2025
Принята к публикации 17.06.2025
Опубликована 30.06.2025