

УДК 622.245.43

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ  
ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ  
ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS  
OF WATERPROOFING TECHNOLOGIES IN PRODUCTIVE LAYERS  
OF THE YUZHNO-YAGUNSKOYE FIELD**

**Сезар Лину Андре**

студент,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
LinoCesar23@gmail.com

**Очередько Татьяна Борисовна**

кандидат химических наук,  
доцент кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
a-ocheredko@mail.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук, доцент,  
профессор кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Матвеева Изабелла Сергеевна**

студентка,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
izabell96@mail.ru

**Аннотация.** Одной из основных причин преждевременного роста обводнённости является приток нагнетаемой воды по обводнённым высокопроницаемым пропласткам. Для ликвидации этого вида водопритока на Южно-Ягунском месторождении используют различные методы, наиболее распространённый и эффективный из них – применение кремнийорганических реагентов, в частности, АКОР-Б100. Проведён анализ результатов использования этого водоизолирующего реагента, из которого следует, что эффективность РИР по данной технологии недостаточно высока. Для адаптации применения кремнийорганических систем к условиям рассматриваемого месторождения по методу Манна-Уитни, диагностической процедуры и многофакторного регрессионного анализа выполнен расчёт, который позволил выявить факторы, влияющие на исход данного мероприятия. Управляя ими и подбирая соответствующие условия применения этой технологии, можно повысить эффективность и успешность изоляционных работ с использованием АКОР-Б100. В статье предложено и другое

**Cesar Lino**

Student,  
Kuban state technological university  
LinoCesar23@gmail.com

**Ocheredko Tatyana Borisovna**

Candidate of chemical sciences,  
Associate professor of department  
oil and gas business  
by name of the professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
a-ocheredko@mail.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of technical sciences,  
Associate professor, Professor  
of department oil and gas business  
by name of the professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Matveyeva Izabella Sergeevna**

Student,  
Kuban state technological university  
izabell96@mail.ru

**Annotation.** One of the main reasons for the premature growth of water supply is the inflow of injected water along the water-saturated high-permeability interlayers. To eliminate this type of water inflow in Yuzhno-Yagunskoye field, various methods are used, the most common and effective of them is the use of organosilicon reagents, in particular, AKOR-B100. The analysis of the results of the use of this waterproofing reagent is carried out, from which it follows that the efficiency of repair and insulation work for this technology is not high enough. For the adaptation of the use of organosilicon systems to the conditions of the field under consideration by the Mann-Whitney method, the diagnostic procedure and the multivariate regression analysis, a calculation has been made that made it possible to identify the factors influencing the outcome of this event. By controlling them and selecting appropriate conditions for the use of this

направление совершенствования данной технологии РИР путём применения более новых реагентов, в частности, АКОР-БН102 и АКОР-5.

**Ключевые слова:** применение технологий водоизоляционных работ; технологии проведения водоизоляционных работ; технологии по отключению обводнившихся пропластков; применение кремнийорганических соединений; применение инвертных эмульсий на основе материала «Полисил ДФ»; условия эффективного применения АКОР-Б100; совершенствование технологии изоляции обводнённых пропластков.

technology, it is possible to increase the efficiency and success of isolation work using AKOR-B100. Another direction for improving this RIR technology is proposed in the article by using more new reagents, in particular, AKOR-BN102 and AKOR-5.

**Keywords:** application of waterproofing technology; waterproofing technology; technology to cut off waterlogged interlayers; use of organosilicon compounds; application of invert emulsions based on the material «Polysil DF»; conditions for the effective use of AKOR-B100; perfection of technology of isolation of watered interlayers.

Южно-Ягунское нефтяное месторождение находится в северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района. В административном отношении оно расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 117 км к северо-востоку от г. Сургута и в 97 км к юго-востоку от г. Ноябрьска.

### Технологии проведения водоизоляционных работ на Южно-Ягунском месторождении

#### *Необходимость проведения ремонтно-изоляционных работ на Южно-Ягунском месторождении*

Из анализа текущего состояния разработки Южно-Ягунского месторождения следует, что коэффициент использования эксплуатационного фонда скважин очень низок. Большая часть скважин находится в бездействии из-за высокой обводнённости добываемой продукции и незначительного дебита нефти, и их эксплуатация привела бы к отбору большого количества попутной воды, при этом более половины скважин не выработали свои запасы. Это обуславливает необходимость применения по этой категории скважин методов интенсификации добычи нефти и проведение изоляционных работ по ограничению притока воды из обводнённых пропластков.

Увеличение процентного содержания воды в продукции скважин может происходить вследствие её поступления из продуктивных высокопроницаемых горизонтов или появления посторонних вод из ниже- или вышележающих пластов.

Ограничение притока воды в добывающие скважины осуществляется проведением ремонтно-изоляционных работ (РИР), которые в зависимости от факторов обуславливающих преждевременный рост обводнённости делятся на две группы. В первую входят работы по восстановлению технического состояния крепи скважины с целью предотвращения поступления посторонних вод из пластов, удалённых от продуктивного; герметизация колонн, восстановление целостности цементного кольца в колонном пространстве и другие. Входящие в данную группу РИР позволяют повысить коэффициент эксплуатации скважины как капитального сооружения и способствуют интенсификации добычи нефти.

Ко второй группе относятся работы, связанные с ограничением притока воды непосредственно из послойно-неоднородного продуктивного пласта. При этом применяют методы, позволяющие отключить обводнённый пласт или пропласток из разработки или существенно снизить проницаемость обводнённых зон для воды. Такое поинтервальное отключение из разработки обводнившихся пластов, когда ещё не произошло обводнение продукции скважин по всему горизонту, позволяет увеличить коэффициент текущей нефтеотдачи на 4–5 % при снижении водонефтяного фактора в 1,5–1,7 раза по сравнению с совместной выработкой пластов без воздействия.

На Южно-Ягунском месторождении проводится весь комплекс ремонтно-изоляционных работ (табл. 1).

Таблица 1 – Количество РИР, проведённых в 2016 году на Южно-Ягунском месторождении

Вид ремонта	Количество скважин, ед.	Процент от общего количества, %
Негерметичность эксплуатационной колонны	2	3,2
Заколонный переток	6	9,7
Изоляция водоносной части пласта	33	53,2
Переход на вышележащий горизонт	21	33,9
Итого	62	100

Большую часть занимают ремонтно-изоляционные работы, связанные с ограничением притока воды в добывающие скважины из продуктивных горизонтов, т.е. изоляция водоносной части пласта составляет 53,2 % от общего числа ремонтов, а отключение обводнившихся пластов и соответственно переход на вышележащий пласт – 33,9 %. Это говорит о том, что основным источником преждевременного обводнения скважин на Южно-Ягунском месторождении в данный момент времени являются высокопроницаемые выработанные пласты и пропластки.

Ограничение притока воды из обводнившихся пропластков осуществляют двумя методами: неселективным и селективным. Для неселективной изоляции используют материал, который независимо от насыщенности среды нефтью или водой образует экран, не разрушающийся в течение длительного времени в пластовых условиях, при этом нефтенасыщенная часть повторно вскрывается перфорацией.

Второй метод изоляции водоносных частей продуктивных пластов основывается на закачивании в пласт реагентов, избирательно снижающих проницаемость обводнённых зон.

На Южно-Ягунском месторождении для ограничения притока воды из продуктивных горизонтов применяют такие методы, как закачка цементного раствора, который относится к неселективным, а также и селективные – это применение кремнийорганических систем (АКОР-Б100) и инвертных эмульсий на основе материала «Полисил ДФ».

#### **Применение кремнийорганических соединений (КОС) для изоляции обводнившихся пропластков**

Метод изоляции водопритокв КОС основан на их способности отверждаться при контакте с водой в условиях пласта, т.е. вода является отвердителем для данных реагентов. Тампонажные составы на основе кремнийорганических соединений обладают селективностью по отношению к нефте- и водонасыщенным горным породам. Физико-химические свойства реагентов, а также способы доставки и закачки в зону изоляции обуславливают преимущественную их фильтрацию в водонасыщенную зону и тампонирующее данное участка пласта. Попадающая в продуктивный пропласток часть реагента взаимодействует со связанной реликтовой водой, однако вследствие недостатка воды пространство сшитого полимера здесь не образуется и продуктивность нефтеносной зоны не ухудшается. Накопленный опыт работ свидетельствует, что при содержании остаточной воды в продуктивных пластах до 45 % использование кремнийорганических соединений не приводит к снижению фильтрационных характеристик этих объектов.

Необходимым условием применения технологии с использованием КОС является проведение на скважине комплекса промыслово-геофизических исследований, при этом необходимо определить характер и источник обводнения, профиль притока, температуру в зоне изоляции.

Скважина, выбранная для осуществления технологии, должна удовлетворять следующим требованиям:

- интервал перфорации и зумпф должны быть свободны от осадка предметов;
- обсадная колонна скважин за исключением интервала перфорации должна быть герметична;
- приёмистость по воде превышает 150 м<sup>3</sup>/сут. при давлении нагнетания на устье не более 10 МПа, но не больше 90 м<sup>3</sup>/сут. при устьевом давлении менее 5 МПа вследствие большого расхода кремнийорганических реагентов и их достаточно высокой стоимости;

- коэффициент начальной нефтенасыщенности продуктивных интервалов пласта должен быть не менее 45–50 %;
- одним из наиболее важных параметров, определяющих успешность и эффективность водоизоляционных работ с применением КОС, является расчленённость или неоднородность по проницаемости пласта, при этом предпочтительно условие, когда водоносный интервал отделён от продуктивных пропластков глинистыми или низкопроницаемыми перемычками толщиной более 0,4–0,6 м;
- отношение гидропроводной водоносной зоны и вскрытых перфорацией нефтеотдающих толщин пласта должно быть более 1,2;
- пластовая температура не больше 120 °С;
- обводнённость добываемой продукции скважины не менее 75 %;
- минерализация пластовых вод не лимитируется.

При осуществлении технологического процесса используется стандартное оборудование, применяемое при капитальном ремонте и обработках призабойной зоны скважин.

Для закачки технологических жидкостей и промывки скважины во время ремонта применяют два цементировочных агрегата ЦА-320, чтобы обеспечить бесперебойность ведения работ во время ремонта или в нестандартных ситуациях, которые могут возникнуть, например, поломка первого агрегата, снижение приёмистости скважины во время продавки водоизолирующего реагента до нуля при максимально допустимом давлении и т.д.

Для доставки кремнийорганического реагента и буферной жидкости на устье скважины используют стальные герметичные передвижные ёмкости или предназначенные для этих целей бойлеры или нефтевозы любой марки.

Если ремонт проводится в зимнее время, то может возникнуть необходимость прогрева фонтанной арматуры, поэтому необходимо наличие на кусте передвижной пароустановки ППУА 1600/100.

Во время изоляционных работ расходуется большой объём промывочной и продавочной жидкости, и если на кусте отсутствует водовод, то используют стальные ёмкости объёмом до 20–25 м<sup>3</sup> или заменяющие их автоцистерны общей ёмкостью не менее 20 м<sup>3</sup>.

Существуют различные виды водоизоляционных реагентов и тампонажных составов на основе кремнийорганических соединений – это продукт 119-204, этилсиликат, АКОР-Б100, ВТС и НВТС.

На Южно-Ягунском месторождении получил распространение АКОР-Б100, так как его применение предпочтительнее, поскольку он имеет меньшую стоимость при полной аналогии потребительских свойств и может использоваться самостоятельно в товарном виде, не требуя подготовительных операций.

АКОР-Б100 представляет собой смесь алкиновых эфиров ортокремниевой кислоты с добавлением катализатора реакции гидролиза и поликонденсации (хлорное железо, неорганические кислоты) и обладает следующими свойствами:

- плотность жидкости, цвет которой от жёлтого до тёмно-коричневого, – 980–1100 кг/м<sup>3</sup> при 20 °С;
- малая вязкость  $((1 \div 10) \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с})$  при 20 °С) и высокая подвижность в пористой среде;
- при контакте с водой любой минерализации в ней растворяется, а затем отверждается;
- обладает более высокой адгезией к гидрофильной поверхности, чем к гидрофобной;
- при попадании в породу отверждается за более короткое время, чем в стволе скважины;
- возможно регулирование прочности, плотности и времени отвердевания;
- может храниться и применяться при температуре до – 50 °С.

Для предотвращения преждевременного отверждения водоизолирующего реагента в колонне труб вследствие контакта с водой или солевым раствором, заполняю-

щим скважину, в процессе доставки его до интервала перфорации необходимо использовать разделительный буфер. В качестве буферной жидкости необходимо применять безводную водорастворимую гигроскопичную жидкость, например, гликоли, неонол, низшие спирты (этиловый, изопропиловый, изобутановый) и тому подобные. На Южно-Ягунском месторождении в качестве буфера используют безводную нефть в объёме 1 м<sup>3</sup>.

Процессу проведения закачки реагента АКОР-Б100 для изоляции обводнившихся пропластков предшествуют подготовительные операции:

- глушение скважины, подъём подземного оборудования и промывка забоя;
- комплекс промыслово-геофизических исследований;
- определение приёмистости скважины по воде и при необходимости проведение кислотной обработки призабойной зоны;

• завозится на куст буферная жидкость в объёме 1,4–2,0 м<sup>3</sup> и АКОР-Б100, объём которого выбирается в зависимости от приёмистости скважины по следующим рекомендациям:

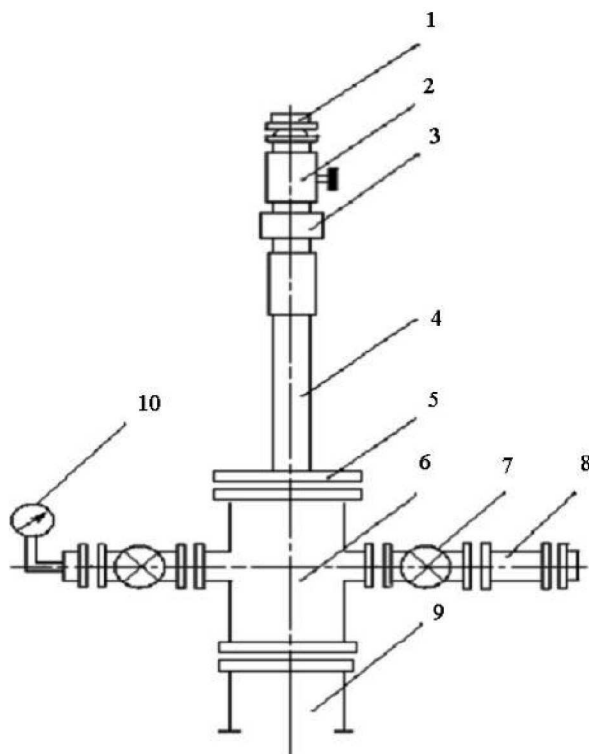
\* при приёмистости 18–22 м<sup>3</sup>/(сут. · МПа) – 1,5–2,0 м<sup>3</sup>;

\* при приёмистости 24–36 м<sup>3</sup>/(сут. · МПа) – 2,5–4,0 м<sup>3</sup>;

\* при приёмистости 38–48 м<sup>3</sup>/(сут. · МПа) – 4,5–6,0 м<sup>3</sup>;

- оборудуется устье скважины по схеме, приведённой на рисунке 1;
- спецтехника обвязывается согласно рисунку 2, после этого проводится опрессовка нагнетательной линии на 10–12 МПа;

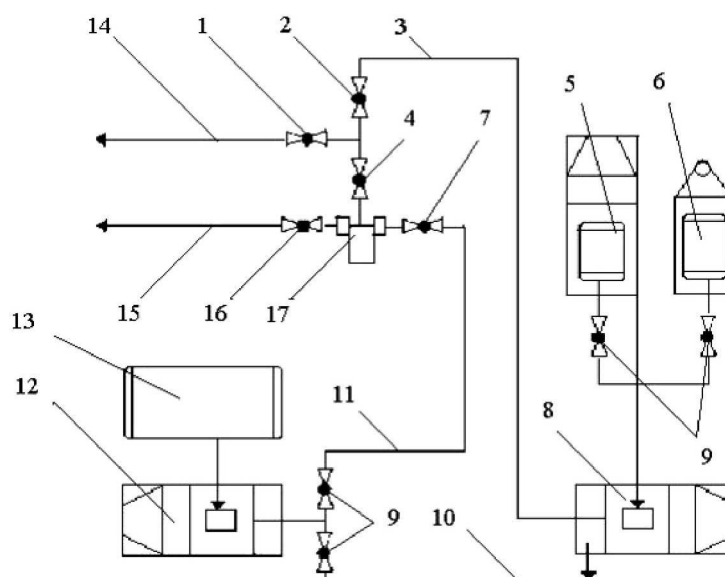
• заливочные трубы (НКТ), на низ которых навинчен мундштук-патрубок со срезанным концом и седло опрессовочного клапана (рис. 3), устанавливаются на глубине от 40 до 60 м и опрессовываются на давление 12–15 МПа.



**Рисунок 1 – Схема обвязки устья скважины при проведении водоизоляционных работ:**

1, 3, 8 – быстросоединяющаяся резьба; 2 – кран высокого давления; 4 – подъёмный патрубок;  
5 – фланец-планшайба; 6 – крестовина; 7 – затрубная задвижка; 9 – эксплуатационная колонна;  
10 – манометр

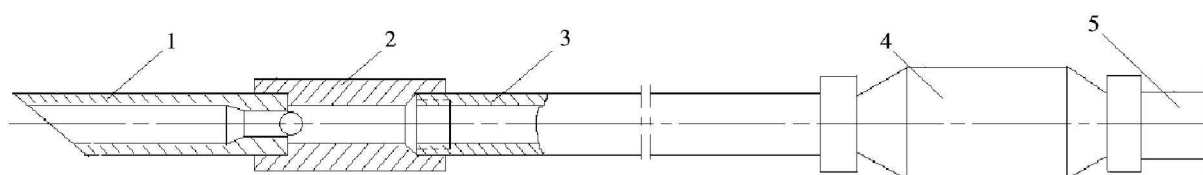
После проведения этих операций при открытой затрубной задвижке начинают закачивать в насосно-компрессорные трубы первым агрегатом ЦА-320 последовательно нижний буфер, АКОР-Б100 и верхний буфер. Не закрывая затрубную задвижку, реагенты доводятся продавочной водой до башмака НКТ. Затем закрывают затрубную задвижку и продавливают водоизолирующий компонент в зону изоляции тем же агрегатом.



**Рисунок 2 – Схема обвязки устья скважины**

**при водоизоляционных работах кремнийорганическими реагентами:**

- 1 – линейная задвижка; 2 – буферная задвижка; 3 – линия по нагнетанию по НКТ;
- 4 – центральная (аварийная) задвижка; 5 – ёмкость с водоизолирующим реагентом;
- 6 – ёмкость с буферной жидкостью; 7 – затрубная задвижка на линии нагнетания в затрубное пространство;
- 8 – агрегат ЦА-320 № 1; 9 – запорные задвижки; 10 – гибкий резиновый шланг для долива в мерники ЦА-320 необходимого количества продавочной жидкости; 11 – линия нагнетания в затрубное пространство;
- 12 – агрегат ЦА-320 № 2; 13 – ёмкость с запасом промывочной и продавочной жидкости или водовод;
- 14 – выкидная линия НКТ; 15 – выкидная линия с затрубного пространства;
- 16 – затрубная задвижка на выкидной линии; 17 – крестовина устья скважины



**Рисунок 3 – Схема компоновки подземного оборудования**

**при проведении водоизоляционных работ:**

- 1 – мундштук типа «перо»; 2 – седло опрессовочного клапана;
- 3 – расчётное количество НКТ; 4 – репер; 5 – колонна НКТ

В момент выдавливания из заливочных труб последних  $0,6\text{--}0,8\text{ м}^3$  кремнийорганического реагента проводят его продавку одновременно по НКТ и затрубному пространству закачкой воды в НКТ первым агрегатом ЦА-320 в объёме  $1,5\text{--}2,0\text{ м}^3$  и в затруб втором агрегатом ЦА-320 в объёме  $0,8\text{--}1,5\text{ м}^3$ . Общий объём продавочной жидкости по насосно-компрессорным трубам и затрубному пространству рассчитывается исходя из условия полного выдавливания из ствола скважины АКОР-Б100 в зону изоляции, при этом давление продавки не должно превышать максимально допустимого для опрессовки эксплуатационной колонны в зависимости от её диаметра.

По окончании закачки водоизолирующего компонента колонну НКТ поднимают на безопасную глубину и скважину оставляют закрытой на ожидание затвердевания состава (ОЗС) под давлением конца продавки на 36 часов.

После ОЗС плавно стравливают давление в скважине путём открытия линейной и затрубной задвижек и определяют наличие циркуляции с помощью агрегата ЦА-320. Затем производят допуск НКТ с прямой промывкой забоя. В случае их посадки на полимерный стакан, то его разрушение происходит под действием веса колонны труб, поэтому нет необходимости использовать бурящий инструмент, тем самым исключая необоснованные дополнительные затраты.

Следующим этапом РИР является определение приёмистости скважины после изоляционных работ при давлении  $10\text{--}11\text{ МПа}$ . При её равенстве нулю или каком-либо снижении в сравнении с начальной рекомендуется провести кислотную обработку при-

забойной зоны пласта по стандартной технологии (глинокислотная обработка, гидрофобный кислотный состав и т.д.). Допускается реперфорация, а также дострелы продуктивных интервалов пласта любыми типами перфораторов или совмещение их с кислотной ОПЗ пласта.

Затем скважину осваивают компрессором или методом свабирования, при этом максимально допустимая депрессия должна составлять не более 15 МПа. Проводят промыслово-геофизические исследования, по результатам которых определяют профиль притока, продуктивность работы пласта и оценивают качество проведённого ремонта.

Последний этап ремонта – заключительные работы, включающие в себя подъём заливочных труб, спуск подземного скважинного оборудования, установку устьевого арматуры, запуск скважины и т.д.

#### ***Применение инвертных эмульсий на основе материала «Полисил ДФ» для изоляции обводнившихся пропластков***

Использование инвертных эмульсий на основе модифицированных материалов «Полисил ДФ» для селективного ограничения водопритокков в добывающих скважинах обусловлено рядом их качеств:

- избирательно фильтроваться в наиболее проницаемые интервалы пласта и трещины, являющиеся путями притока пластовых вод к забою скважины;
- способностью к загущению и структурообразованию при механическом смешивании с водой в процессе фильтрации в глубь пласта и, наоборот, к разжижению при контакте с нефтью;
- возможностью значительно снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз «порода – нефть – вода», увеличивая фазовую проницаемость нефтенасыщенных интервалов и зон пласта.

Эти свойства обусловлены тем, что данная система представляет собой дисперсию водных капелек в углеводородной среде, где материал «Полисил ДФ» является твёрдым неионогенным поверхностно-активным веществом. При взаимодействии инвертной эмульсии с пластовыми водами за счёт осмотических явлений происходит увеличение размеров капель водной фазы. Это приводит к росту вязкости эмульсии, что улучшает её тампонирующие свойства по отношению к воде. В то же время при контакте с нефтью за счёт увеличения содержания углеводородной фазы происходит уменьшение вязкости эмульсии и вынос её из призабойной зоны пласта потоком нефти.

Снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз «порода – нефть – вода» происходит за счёт того, что в состав инвертной эмульсии входит твёрдый неионогенный ПАВ.

В качестве объектов применения данной технологии выбирают скважины с прогрессирующей обводнённостью, которые должны удовлетворять следующим геолого-технологическим требованиям, обеспечивающим корректные условия проведения работ:

- продуктивный пласт может быть как терригенный, так и карбонатный, при этом он должен характеризоваться высокой проницаемостной неоднородностью, а средняя проницаемость должна быть не меньше  $0,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ ;
- эффективная мощность пластов превышает 1,5–2,0 м;
- обводнённость ремонтируемой скважины находится в пределах 50–98 %;
- дебит по жидкости добывающей скважины должен составлять не менее  $20,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ;
- приёмистость находится в пределах от 80 до  $400 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ;
- скважины технически исправные, и необходимо, чтобы отсутствовали заколонные перетоки;
- пластовая температура до  $+ 100 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- минерализация воды для приготовления инвертной эмульсии изменяется в пределах  $1050\text{--}1400 \text{ кг/м}^3$ .

Для создания данной инвертной эмульсии используют следующие компоненты:

- материал «Полисил», выпускаемый ЗАО «РИТЭК-ПОЛИСИЛ»;
- нефть;
- нефтенол;

- вода подтоварная;
- хлористый кальций.

Рецептура инвертной эмульсии «Полисил ДФ» подбирается в каждом конкретном случае индивидуально в зависимости от проницаемости пласта, типа коллектора, обводнённости скважин и эффективной мощности пласта вскрытой перфорацией. Подбор осуществляется следующим образом.

Плотность инвертной эмульсии задаётся не менее чем на 10 % выше плотности пластовой воды. В зависимости от выбранной плотности эмульсии по формуле (1) рассчитывается её компонентный состав:

$$\rho_{эм} = \rho_H \cdot \alpha + \rho_{вр} \cdot (1 - \alpha), \quad (1)$$

где  $\rho_{вр}$  – плотность водного раствора, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{эм}$  – плотность инвертной эмульсии, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_H$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\alpha$  – содержание нефти в эмульсии, доли ед.

Содержание хлористого кальция в водной фазе инвертной эмульсии позволяет увеличить её плотность и улучшить термостабильность, поэтому плотность водного раствора зависит от его концентрации (табл. 2).

Таблица 2 – Плотность водного раствора в зависимости от концентрации хлористого кальция

Концентрация CaCl <sub>2</sub> , ×10 <sup>-3</sup> кг/кг	98	118	139	161	181	200	221	262	282	322
Плотность водного раствора, кг/м <sup>3</sup>	1080	1100	1120	1140	1160	1180	1200	1240	1260	1300

При данных соотношениях получается эмульсия с вязкостью, лежащей в пределах 2–7 Па·с, что позволяет прокачивать её на забой скважины.

Концентрация материала «Полисил ДФ» в нефтяной фазе инвертной эмульсии выбирается в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 – Концентрация материала «Полисил ДФ» в нефтяной фазе инвертной эмульсии

Проницаемость, ×10 <sup>-2</sup> м <sup>2</sup>	Обводнённость, %				Время реагирования, час
	0–60	60–70	70–80	80–98	
	Концентрация материала, кг/м <sup>3</sup>				
0,05–0,2	4,0–6,0	4,5–6,0	5,5–7,0	6,0–7,5	24
0,2–0,5	5,0–6,5	5,5–7,0	5,5–7,0	6,5–8,0	24
> 0,5	5,5–6,5	6,0–7,0	6,5–7,5	7,5–10,0	24

Содержание нефтенола составляет 3 кг на 1 м<sup>3</sup> инвертной эмульсии. Количество водной фазы в инвертной эмульсии зависит от вязкости нефти и подбирается экспериментальным путём. Рекомендуемые соотношения водной фазы к нефтяной составляют 2 : 1 до 3 : 1.

Технология закачки инвертной эмульсии осуществляется с использованием стандартного оборудования устья скважины и технических средств, применяемых при капитальном ремонте скважин. Технические средства:

- цементировочный агрегат типа ЦА-320 для перекачки технологических жидкостей;
- автоцистерна АЦ;
- смесительная ёмкость объёмом 15–20 м<sup>3</sup>;
- эжектор.

Для оценки эффективности намеченных работ скважина исследуется как до, так и после проведения обработки ПЗП. В комплекс исследований входят:

- замеры дебита скважины, её обводнённости, забойного, пластового давления и пластовой температуры;



- отбивка забоя;
- снятие дебитограмм;
- определяется герметичность эксплуатационной колонны и наличие перетоков.

После глушения скважины и подъёма подземного оборудования на НКТ спускают воронку и устанавливают её напротив обводнённого горизонта (при низкой приёмистости пласта в компоновку включается пакер). Работы по закачке инвертной эмульсии в пласт выполняются в следующей последовательности:

1. В чистой ёмкости (АЦ или иной ёмкости) готовится суспензия, состоящая из расчётного объёма нефти и материала «Полисил»; приготовление эмульсии осуществляется следующим способом:

- в ёмкость набирается расчётное количество нефти и через эжектор при постоянной циркуляции вводится материал «Полисил» и тщательно перемешивается;
- приготавливается расчётное количество водной фазы с хлористым кальцием;
- при постоянной циркуляции углеводородной фазы через эжектор вводится приготовленная водная фаза и перемешивается до получения однородной эмульсии.

2. После этого открывают затрубную и устьевую задвижки (при наличии в компоновке пакера открыть только устьевую задвижку) и закачивают в НКТ полученную эмульсию в объёме, равном объёму внутреннего пространства НКТ. Жидкость из затрубного пространства направляется в летнее время в выкидную линию или водовод, а в зимнее – в специально приспособленную для этих целей ёмкость (при наличии в компоновке пакера эмульсия продавливается в пласт при закрытой затрубной задвижке).

3. Закрывают затрубную задвижку и закачивают в заливные трубы оставшийся объём эмульсии, продавливая её в пласт под давлением продавочной жидкостью. Объём продавочной жидкости пластовой воды (нефти) составляет объём внутреннего пространства НКТ.

4. После продавки всего объёма инвертной эмульсии «Полисил» в пласт закрывают задвижки и останавливают скважину на реагировании на 24 часа.

5. Проводят заключительные работы, спускают подземное скважинное оборудование, запускают скважину. Дальнейшую её эксплуатацию производят в обычном режиме в соответствии с планом геолого-технологической службы нефтегазодобывающего предприятия.

#### ***Применение цементных растворов для изоляции обводнившихся пропластков***

Методы цементирования обводнившихся пропластков сводятся к задавливанию цементной суспензии в пути водопритоков по заливающим трубам, при этом образуется экран, не разрушающийся в течение длительного времени в пластовых условиях. Обобщение результатов применения данной технологии водоизоляционных работ показало, что механизм ограничения поступления воды в добывающие скважины из продуктивных горизонтов основывается на отключении обводнённого пропластка, либо заполнении крупных трещин в матрице пласта и каналов движения воды в заколонном пространстве.

Объектом применения данной технологии выбираются скважины, в которых с достаточно высокой точностью в результате проведения промыслово-геофизических работ определён источник обводнения и его местоположение.

Ремонтируемая скважина должна удовлетворять следующим необходимым техническим требованиям:

- интервал перфорации и зумпф должны быть свободны от осадка предметов;
- обсадная колонна скважин за исключением интервала перфорации должна быть герметична;
- на стенках эксплуатационной колонны не должны быть отложения парафина, минеральных солей, продуктов коррозии металла;
- шаблон, имеющий диаметр на  $(6 \div 7) \cdot 10^{-3}$  м меньше, чем внутренний диаметр обсадных труб, должен проходить до искусственного забоя;
- приёмистость по воде превышает  $180 \text{ м}^3/\text{сут.}$  при давлении нагнетания на устье не более 10 МПа.

При проведении данной технологии водоизоляционных работ применяют тампонажный цемент, состоящий из смеси вяжущих веществ (портландцемента, шлака, извести и т.д.), минеральных (кварцевого песка, асбеста, глины и других) или органических (отходов целлюлозного производства и других) добавок, способствующих образованию после затворения с водой или другой жидкостью раствора, затвердевающего в прочный цементный камень.

Для цементирования скважин используют различные сорта портландцемента, показатели которого определяются техническими условиями (табл. 4).

**Таблица 4 – Свойства тампонажных цемента, применяемых при проведении РИР**

Показатель	ПЦТ I-G		ПЦТ I-50	
	22 ± 2 °С	75 ± 3 °С	22 ± 2 °С	75 ± 3 °С
Водоцементное отношение	0,44	–	0,5	
Удельная поверхность, м <sup>2</sup> /кг	370	–	305	
Выход цементного раствора из 1000 кг материала, м <sup>3</sup>	0,77	–	0,83	
Плотность раствора, кг/м <sup>3</sup>	1900	–	1810	
Условная водоотдача, см/30 мин.	210	–	200	
Водоотделение, %	0,8	–	0	
Сроки схватывания, ч.-мин.				
начало	5–00	2–45	4–55	2–15
конец	6–40	3–30	6–40	2–45
Прочность цементного камня через 24 часа при 75 °С				
изгиб	–	4,0	–	2,7
сжатие	–	37,4	–	17,3

Тампонажные цементы должны обладать замедленным началом схватывания, ускоренным началом твердения с соответствующей этому моменту высокой прочностью, низкой проницаемостью после схватывания и твердения, а также большой текучестью.

На схватывание цементного раствора в скважине влияет водоцементное соотношение, степень помола, присутствие и состав воды, нефти и газа, температура и давление. С помощью различных химических реагентов можно регулировать плотность тампонажного раствора (для уменьшения – гипан, бентонитовые глинопорошки и т.д.; для увеличения – барит, магнетит, гематит, кварцевый песок и другие) и прочность цементного камня.

При проведении цементировочных работ применяется следующая техника:

- цементировочный агрегат ЦА-320 для закачки и продавливания тампонажных растворов в скважину;
- цементосмесительная машина СМ-4М для транспортирования сухих тампонажных материалов и механизированного приготовления;
- автоцистерны АЦ для доставки жидкости затворения и продавочной жидкости.

Проведению изоляции водопритоков предшествуют подготовительные работы, аналогичные вышеприведённым технологиям. При этом обвязка устья спецтехникой немного проще за счёт того, что нет необходимости использования буфера при закачке изолирующего материала.

После осуществления этих операций низ заливочных труб устанавливается на глубину не менее 20 м выше интервала изолируемого пласта. Расчётный объём цемента доводится до башмака НКТ при открытой затрубной задвижке на 1/3 или не менее в зависимости от объёма раствора (иначе его скорость течения по трубам будет ниже производительности ЦА-320), тем самым исключается получение вакуумной пробки.

Далее затрубная задвижка закрывается, тампонажный материал продавливается в пласт под давлением, не превышающим опрессовочное. Не меняя глубины, производится срезка цементного раствора с противодавлением на пласт (4–5 МПа). Колонна НКТ поднимается на безопасную глубину, и скважина оставляется под давлением ОЗЦ.

После этого проводят перфорацию нефтенасыщенных интервалов пласта, определяют их приёмистость и при необходимости производят обработку призабойной зоны пласта с целью увеличения их продуктивности.

Последним этапом ремонта по ограничению притока воды в скважину являются заключительные работы, которые заканчиваются запуском скважинного оборудования.

### **Анализ эффективности применения технологий по отключению обводнившихся пропластков на Южно-Ягунском месторождении**

Ремонтно-изоляционные работы составляют 30–40 % от всего объёма капитальных ремонтов, производимых в НГДУ «Когалымнефть», при этом их доля в последние годы постоянно увеличивается, что связано с длительными сроками эксплуатации скважин и вытекающими отсюда разнообразными причинами. Данный вид работ проводится как на неработающем фонде скважин (бездействие, консервация) с целью ввода их в работу, так и на действующем для улучшения режимов выработки продуктивных пластов.

В 2016 году наибольшее количество ремонтов составили работы по селективной изоляции с целью отключения притока воды. Это 33 ремонта или 55 % от всех РИР. При этом применялось несколько видов реагентов, различных по принципу своего действия: в 25 скважинах (75 %) для изоляции обводнившихся пропластков использовали кремнийорганическое соединение АКОР-Б100, в 4 скважинах (12,5 %) впервые применяли в качестве эксперимента инвертную эмульсию на основе материала «Полисил» и на 4 скважинах (12,5 %) отключение водопроявляющих интервалов пласта проводили закачкой цементного раствора (табл. 5).

Нельзя не сказать, что в 2015 году около половины ремонтов, связанных с селективной изоляцией пластов, проводили с помощью цементной заливки, а в 2014 году – более 70 %. Такое сокращение использования этого материала, несмотря на низкую стоимость для данного вида работ, объясняется тем, что цементирование может дать положительные результаты при изоляции притока воды только в некоторых случаях, например, когда требуется отсечь какой-то участок пласта и перейти на вышележащий горизонт. Однако со временем, когда перфорация будет сделана у кровли пласта, оставшаяся в обводнившемся пласте нефть окажется потерянной.

Использование цементных растворов для ограничения притока воды не может быть высокоэффективным из-за:

- их низкой фильтруемости и невозможности проникновения в пласт на достаточную глубину;
- высокой плотности, что может вызвать их поглощение и гидроразрыв пласта;
- высокой фильтратоотдачи (ухудшения подвижности раствора, кольматации продуктивной зоны и усложнения освоения скважины);
- низкой механической и ударной прочности (растрескивание камня при повторной перфорации, приложении депрессий);
- низкой коррозионной стойкости и т.д.

Даже если работы прошли успешно, то продолжительность ремонтно-изоляционных работ довольно большая (в 2016 году составила в среднем 626 часов), что часто связано с трудностью закачки дисперсного материала, повторной перфорацией, трудностью освоения (часто не удаётся освоить скважину), повторностью закачек; небольшим приростом добычи нефти, если он есть (1,32 тонн/сут. в 2016 году); низкой успешностью (в среднем 30–60 %), надёжностью (продолжительность эффекта не превышает 6 месяцев) и экономическому эффекту, который достигается не более чем на 20 % скважин. Отмеченное ставит под сомнение экономическую целесообразность таких работ. При продолжительности ремонта 20 дней или больше или при повторной закачке прибыль может быть отрицательной даже при дополнительной добыче нефти. Несмотря на низкую стоимость цемента, затраты на устранение причин обводнения могут быть весьма значительными и не окупятся.

Поэтому на Южно-Ягунском месторождении в последние годы для повышения эффективности водоизоляционных работ стали применять новые реагенты. Как уже было сказано выше, в 2016 году впервые использовали на 4 скважинах инвертную

эмульсию на основе материала «Полисил», при этом все ремонты оказались успешными (затраченное время на одну обработку – 463 часа), прирост дебита в среднем составил 2,58 тонн/сут., обводнённость продукции упала на 2,18–12,84 %, продолжительность эффекта по скважине № 5046 превысила 8,8 месяцев, по остальным он также продолжается. Дополнительная добыча нефти на конец 2016 года за счёт данного мероприятия составила 1612,6 тонн. Для внедрения данной технологии и оценки её эффективности необходимо большее количество отремонтированных скважин и более длительный срок эксплуатации в послеремонтный период.

За последние годы на Южно-Ягунском месторождении в качестве основного реагента по ограничению притока воды в добывающие скважины из продуктивных пластов стали применять АКОР-Б100 и в 2016 году его использовали при 25 ремонтах. Это обусловлено тем, что этот кремнийорганический компонент по своим свойствам и объёмам применения занимает одно из ведущих мест среди водоизоляционных материалов, что определяется целым комплексом его физико-химических и технологических свойств. Составы широко испытаны и доказали свою эффективность при всех видах обводнения (по прослоям, пласту, подошвенном).

За 2016 год при использовании данного реагента средний прирост дебита нефти составил 2,82 тонн/сут., обводнённость была снижена в некоторых случаях со 100 % до 63,81 % (скважина № 3101), при этом дополнительно добыто 19967 тонн нефти. Успешность ремонтов, проведённых в этом году, равна 88 % (22 скважины из 25). На одну скважино-операцию в среднем затрачено 408 часов, что на 35 % меньше, чем при цементировании. Эффект завершился на 5 скважинах и в среднем составил 275 сут., т.е. более 9 месяцев.

Анализируя изменение профилей притока до и после проведения ремонта, можно сказать, что наибольшее увеличение дебита нефти наблюдается в тех случаях, когда высокообводнёнными являются средние или верхние пропластки (скважины №№ 3101, 1820 и 1768). Интервал перфорации является неоднородным по толщине, в результате этого произошло обводнение высокопроницаемых пропластков, по которым вода поступает в скважину. После закачки АКОР-Б100 происходит изменение профиля притока, и в разработку включаются новые нефтенасыщенные интервалы пласта, после этого увеличился дебит нефти, а приток воды снизился.

Рассматривая остальные успешные ремонты, в которых рост дебита нефти не превысил 2 тонн/сут., в большинстве случаев полной изоляции обводнённых интервалов не происходило, наблюдалось лишь процентное перераспределение притока жидкости между ними, за счёт чего незначительно увеличивался дебит нефти, а невыработанные пропластки так и не включались в фильтрацию. Типичным примером данного процесса является РИР на скважине № 566.

Анализируя ремонты на скважинах №№ 2736, 5085 и 804, можно сказать, что основной причиной их неуспешности является относительная однородность перфорированного продуктивного пласта. В результате этого приток воды происходил по всему интервалу перфорации, поэтому после закачки водоизолирующего реагента произошло снижение продуктивности по всей толщине, из-за этого снижался дебит жидкости, а обводнённость оставалась на прежнем уровне или даже увеличивалась.

В заключение анализа эффективности применения АКОР-Б100 для селективной изоляции водопроявляющих пластов, можно сделать вывод о достаточно приемлемых результатах, получаемых после проведения РИР данным реагентом. Но нельзя не сказать, что этот кремнийорганический материал использовался и на других месторождениях, расположенных в различных частях нашей страны, в том числе и на Покачевском, которое находится относительно недалеко от Южно-Ягунского и разрабатывается ТПП «Лангепаснефтегаз». При этом эффективность использования АКОР-Б100 была выше: продолжительность эффекта превышала 12 месяцев, дебит нефти увеличивался с 2 до 32 тонн/сут., обводнённость падала с 92 до 33 %.

Таким образом, достигнутый уровень эффективности применения АКОР-Б100 на Южно-Ягунском месторождении – не предел, поэтому необходимо проводить научные и промысловые исследования в данном направлении, так как оно в будущем является достаточно перспективным.

Таблица 5 – Сведения о результатах РИР по отключению обводнившихся пропластков проведенных на Южно-Ягунском месторождении за 2016 год

Скважина	Материал	Дебит нефти, тонн/сут.		Обводненность, %		Дополнительная добыча нефти на конец года, ТОНН	Продолжительность эффекта, сут.	Затраченное время, час.	Затраты на ремонт, тыс. руб.
		до	после	до	после				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1820	АКОР-Б100	0	7,50	100	84,39	2536,0	324	330	681,50
860	АКОР-Б100	0,20	1,89	99	97,50	892,4	314, продол.	312	815,88
869	АКОР-Б100	0	1,44	100	94,43	752,8	276	432	752,30
951	АКОР-Б100	0,22	4,65	99	96,29	1446,3	267, продол.	364	859,04
5029	АКОР-Б100	1,00	4,85	97	82,33	1693,8	214, продол.	452	634,21
3101	АКОР-Б100	0	12,18	100	63,81	2965,5	268, продол.	530	736,16
1013	АКОР-Б100	0	1,62	100	98,00	783,2	286	432	756,42
1768	АКОР-Б100	0	6,20	100	90,24	1961,4	276	360	941,40
448	АКОР-Б100	0,50	5,32	99	92,00	1420,0	242, продол.	528	657,34
566	АКОР-Б100	0	1,24	100	96,75	582,4	216	336	878,64
2736	АКОР-Б100	0,16	0,11	99	99,17	0	не успеш.	456	821,37
1481	АКОР-Б100	4,00	7,60	82	53,91	889,7	164, продол.	312	815,88
606	АКОР-Б100	1,00	3,42	98	90,74	602,2	152, продол.	384	689,37
805	АКОР-Б100	2,00	5,07	90	84,12	1014,5	184, продол.	366	957,09
5085	АКОР-Б100	7,00	5,70	93	93,38	0	не успеш.	484	923,46
1803	АКОР-Б100	1,00	4,68	97	93,11	653,3	126, продол.	408	672,34
883	АКОР-Б100	0,30	1,23	99	96,11	212,0	94, продол.	324	847,26
804	АКОР-Б100	3,00	0,36	93	99,04	0	не успеш.	526	926,50
748	АКОР-Б100	0,57	1,64	99	97,03	315,7	86, продол.	358	693,72
992	АКОР-Б100	1,00	4,00	97	84,00	425,9	82, продол.	386	724,61
586	АКОР-Б100	0,50	1,62	99	97,17	156,2	72, продол.	504	824,26
1500	АКОР-Б100	0,20	3,64	95	87,60	264,2	63, продол.	432	934,47
452	АКОР-Б100	1,00	4,00	97	84,00	196,3	42, продол.	384	657,33
1747	АКОР-Б100	0,30	3,83	99	89,77	136,1	28, продол.	410	787,54

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2431	АКОР-Б100	0,20	0,98	99	97,50	68,0	18, продол.	456	687,25
5046	Полисил	0,33	1,68	99	96,31	536,4	264, продол.	480	865,32
1089	Полисил	0,54	4,43	99	86,16	624,2	186, продол.	532	761,24
1111	Полисил	2,00	5,50	96	95,69	324,4	146, продол.	432	802,79
741	Полисил	2,00	3,04	93	90,82	127,6	96, продол.	408	941,32
1623	цемент	0,80	98,00	2,24	92,00	658,4	268	724	1320,10
1452	цемент	0,42	99,00	0,4	99,00	0	не успеш.	546	1067,23
854	цемент	0,66	99,00	1,23	98,00	462,1	224, продол.	601	985,34
5154	цемент	2,00	95,00	4,03	82,40	200,0	116, продол.	634	1236,14

## Определение и прогнозирование условий эффективного применения АКОР-Б100 на Южно-Ягунском месторождении

Как уже было сказано ранее, ремонтно-изоляционные работы по отключению обводнившихся высокопроницаемых пропластков являются технологически сложно исполняемым и дорогостоящим мероприятием, поэтому необходимо повышать их успешность и эффективность. Для этого нужно знать оптимальные геолого-физические условия применения данной технологии, чётко представлять механизм процессов, происходящих при формировании водоизоляционного экрана, и факторы, влияющие на его качество.

Результат отключения водопроявляющих интервалов продуктивного пласта зависит от различных по значимости неуправляемых (глубина, нефтенасыщенность, температура и т.д.) и управляемых (давление закачки, приёмистость и др.) факторов. Их многообразие обуславливает стохастическую природу успешного исхода данной операции. Методы математической статистики позволяют оценить факторы по значимости и выявить пределы их изменения, сопутствующие эффективному проведению ремонта.

Для процессов подобного рода особую важность приобретает задача классификации, т.е. распознавание образов скважин с успешными (в нашем случае увеличение дебита нефти после ремонта более 2 тонн/сут.) и менее успешными (прирост дебита нефти меньше 2 тонн/сут.) ремонтами.

При построении классификатора необходимо выделить те факторы, которые несут информацию, специфичную для каждого класса, т.е. являются информативными. Для этого необходимо проверить наличие различий в средних значениях данных в выборках, взятых из каждого класса по этому фактору. Если различия не будет, то данный фактор для обоих классов принимает в среднем одинаковые значения.

Одним из методов для подобной проверки является метод Манна-Уитни, сущность которого заключается в том, что берутся две выборки, состоящие из  $n$  и  $m$  наблюдений, для скважин с приростом дебита нефти после ремонта меньше и больше 2 тонн/сут. Все эти наблюдения записываются в порядке возрастания значений, и в результате получаем некоторый ряд, содержащий  $n$  данных из первой выборки и  $m$  – из второй. Если две выборки неразличимы по средним значениям, то получение различных последовательностей равновероятно; если они берутся из разных совокупностей, то следует ожидать, что возникнет ряд, в котором значения из одной выборки будут скапливаться на одном конце ряда, а данные из другой – на втором.

Чтобы установить это, необходимо вычислить значение критерия Манна-Уитни  $U$ , которое связано с вычислением меньшей величины числа инверсий для двух совокупностей. Инверсиями для подобных рядов являются нарушения в порядке расположения чисел.

После определения инверсий для двух выборок выбирают наименьшую и вычисляют величину  $Z$ , которая представляет собой нормированную величину, распределённую по нормальному закону. Зная число  $Z$ , по графику (рис. 4) определяют уровень значимости для полученного  $Z$ . Таким образом, можно с определённым уровнем вероятности ответить на вопрос о наличии у данных двух совокупностей различия в средних значениях, т.е. насколько анализируемый фактор информативен для использования в задаче распознавания образов.

Для построения классификатора отбирают факторы, у которых по критерию Манна-Уитни есть различия в средних значениях больше, чем с 70 % уровнем вероятности.

Для анализа возьмём те факторы, которые традиционно фиксируются при эксплуатации скважины и проведении ремонтно-изоляционных работ:

- $X_1$  – глубина продуктивного пласта, м;
- $X_2$  – перфорированный интервал пласта, м;
- $X_3$  – обводнённая часть пласта, доли ед.;
- $X_4$  – дебит нефти до ремонта, тонн/сут.;
- $X_5$  – дебит жидкости до ремонта, тонн/сут.;
- $X_6$  – обводнённость продукции скважины, %;
- $X_7$  – накопленный отбор нефти, тонн;
- $X_8$  – водонефтяной фактор (ВНФ), ед.;

- $X_9$  – температура в интервале изоляционных работ, °С;  
 $X_{10}$  – приёмистость продуктивного пласта, м<sup>3</sup>·сут./МПа;  
 $X_{11}$  – объём закачанного реагента АКОР-Б100, м<sup>3</sup>;  
 $X_{12}$  – давление продавки водоизолирующего компонента, МПа;  
 $X_{13}$  – давление ожидания застывания состава (ОЗС), МПа.

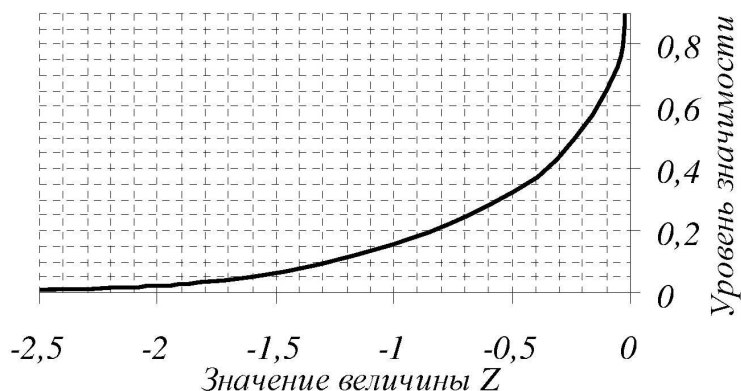


Рисунок 4 – Зависимость уровня значимости от величины Z

Данные по ремонтам скважин, проведённых с целью отключения интервалов притока воды в 2016 году, приведены в таблице 6.

В качестве примера рассчитаем по критерию Манна-Уитни информативность фактора. Для этого из классов скважин с приростом дебита менее и более 2 тонн/сут. случайным образом отберём по 10 объектов. Для  $X_5$  имеем следующие значения в выборках:

- дебит нефти до 2 тонн/сут. – 16, 30, 57, 20, 57, 30, 50, 60, 50, 20;
- дебит нефти более 2 тонн/сут. – 22, 51, 4, 51, 110, 26, 34, 58, 44, 41.

Составим ряд (табл. 7) и для значений  $X_5$  определим инверсии.

Таблица 7 – Определение инверсии для выборки по фактору  $X_5$

Инверсии	Дебит нефти до 2 тонн/сут.	Дебит нефти более 2 тонн/сут.	Инверсии
		4	
1	16		
1	20		
1	20		
		22	3
		26	3
3	30		
3	30		
		34	5
		41	5
		44	5
6	50		
6	50		
		51	7
		55	7
8	57		
8	57		
		58	9
9	60		
		110	10



Таблица 6 – Данные по ремонтно-изоляционным работам, проведённым на Южно-Ягунском месторождении в 2016 году

№ скважины	X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	X <sub>3</sub>	X <sub>4</sub>	X <sub>5</sub>	X <sub>6</sub>	X <sub>7</sub>	X <sub>8</sub>	X <sub>9</sub>	X <sub>10</sub>	X <sub>11</sub>	X <sub>12</sub>	X <sub>13</sub>	Y
860	2532,0	7,6	0,64	0,20	20	99	59840	2,31	65	4,23	3,0	12	10	1,89
951	2563,0	14,2	0,50	0,22	22	99	66908	1,22	67	2,15	2,4	12	12	4,65
1820	2467,5	7,0	0,51	0	51	100	64199	0,88	69	2,21	3,2	12	12	7,50
3101	2633,0	8,0	0,23	0	34	100	20707	2,57	78	2,60	4,0	10	8	12,18
869	2506,0	12,0	0,24	0	50	100	161991	0,42	74	4,32	2,3	12	12	1,44
5029	2682,0	4,0	1,00	1,00	33	97	31286	0,26	79	3,44	2,0	12	12	4,85
1013	2598,5	17,0	1,00	0	57	100	113718	1,12	73	2,72	1,7	10	8	1,62
1768	2593,8	14,8	0,41	0	41	100	126729	1,24	72	5,23	2,0	9	9	6,20
448	2389,8	4,5	0,56	0,50	55	99	25346	0,58	64	2,64	2,2	12	12	5,32
566	2565,5	6,0	0,57	0	30	100	65231	1,16	69	3,56	2,4	10	10	1,24
2736	2468,0	3,0	1,00	0,16	16	99	137374	1,04	71	2,86	2,0	10	8	0,11
1481	2415,5	5,0	1,00	4,00	35	82	49463	0,46	68	3,42	2,7	10	10	7,60
606	2562,4	8,8	0,68	1,00	58	98	35698	0,72	71	3,86	3,2	12	12	3,42
805	2635,0	7,0	1,00	2,00	26	90	28653	0,93	66	3,21	2,5	10	8	5,07
5085	2420,5	7,0	0,93	7,00	110	93	26487	0,70	64	6,23	4,0	9	8	5,70
1803	2542,5	11,0	0,93	1,00	35	97	46328	0,92	70	3,16	2,0	10	10	4,68
883	2589,0	6,4	0,44	0,30	30	99	71236	0,79	67	2,83	2,0	12	12	1,23
804	2569,8	2,5	0,60	3,00	50	93	124563	1,14	74	3,62	3,0	12	10	0,36
748	2442,0	8,9	0,83	0,57	57	99	49365	1,26	73	4,31	2,6	10	8	1,64
992	2634,0	9,6	0,90	1,00	44	97	15364	0,67	69	3,52	2,7	10	10	4,00
586	2634,0	7,2	1,00	0,50	60	99	58647	0,83	76	4,23	2,0	8	8	1,62
1500	2518,0	10,0	0,20	0,20	4	95	37694	0,65	71	2,20	2,0	12	12	3,64
452	2407,5	15,0	0,82	1,00	44	97	59873	0,77	65	3,52	3,0	10	8	4,00
1747	2446,6	16,6	0,45	0,30	30	99	36579	0,39	68	2,84	2,2	12	10	3,83
2431	2565,5	3,0	1,00	0,20	20	99	114374	1,10	72	2,61	2,0	12	10	0,98

Из таблицы 7 следует:

$$U_1 = 1+1+1+3+3+6+6+8+8+9 = 46;$$

$$U_2 = 3+3+5+5+5+7+7+9+10 = 54;$$

$$U = 46.$$

По найденному минимальному значению  $U$  рассчитываем величину  $Z$  по следующей формуле:

$$Z = \frac{U - \frac{m \cdot n}{2} - \frac{1}{2}}{\sqrt{\frac{m \cdot n \cdot (m + n + 1)}{12}}} = \frac{46 - \frac{10 \cdot 10}{2} - \frac{1}{2}}{\sqrt{\frac{10 \cdot 10 \cdot (10 + 10 + 1)}{12}}} = 0,58. \quad (2)$$

По графику (рис. 4) находим уровень значимости, равный 0,29, следовательно, с уровнем вероятности 0,71 можно утверждать о существовании различия в средних значениях фактора  $X_5$  в выборках.

Результаты расчёта различия в средних значениях для выбранных факторов сведены в таблицу 8, из которой видно, что для них всех наблюдается различие в средних значениях с уровнем вероятности больше 70 %, т.е. они информативны для использования их в построении классификатора.

Таблица 8 – Различие в средних значениях выбранных факторов

Фактор	Z критерий	Уровень вероятности	Фактор	Z критерий	Уровень вероятности
$X_1$	- 2,31	0,97	$X_8$	- 1,17	0,82
$X_2$	- 1,10	0,86	$X_9$	- 1,32	0,87
$X_3$	- 1,63	0,93	$X_{10}$	- 1,10	0,86
$X_4$	- 1,93	0,97	$X_{11}$	- 2,15	0,97
$X_5$	- 0,58	0,71	$X_{12}$	- 1,85	0,89
$X_6$	- 0,96	0,83	$X_{13}$	- 1,90	0,90
$X_7$	- 2,99	0,98			

Задачу распознавания образов будем решать при помощи диагностической процедуры в следующей последовательности:

- разбиваем значения  $i$ -го фактора на 10 интервалов и фиксируем частоту попадания его значений по интервалам в классы  $A$  и  $B$   $n_{iA}$  и  $n_{iB}$ , при этом к классу  $A$  отнесём скважины, у которых прирост дебита за счёт проведения ремонта увеличился менее чем на 2 тонн/сут., а к  $B$  – более;
- рассчитываем вероятностные частоты по формулам:

$$P(X_{iA}) = \frac{n_{iA}}{\sum n_{iA}}; \quad (3)$$

$$P(X_{iB}) = \frac{n_{iB}}{\sum n_{iB}}; \quad (4)$$

- при вычислении диагностических коэффициентов пользуются сглаженными частотами, которые считают следующим образом:

$$\bar{P}(X_{iA}^j) = \frac{1}{10} \cdot [P(X_{iA}^{j-2}) + 2P(X_{iA}^{j-1}) + 4P(X_{iA}^j) + 2P(X_{iA}^{j+1}) + P(X_{iA}^{j+2})]; \quad (5)$$

$$\bar{P}(X_{iB}^j) = \frac{1}{10} \cdot [P(X_{iB}^{j-2}) + 2P(X_{iB}^{j-1}) + 4P(X_{iB}^j) + 2P(X_{iB}^{j+1}) + P(X_{iB}^{j+2})]; \quad (6)$$

- определяем диагностические коэффициенты по формулам:

$$DK(X_i) = 10 \cdot \log \frac{P(X_{iA})}{P(X_{iB})}; \quad (7)$$

Таблица 9 – Расчёт информативности фактора  $X_2$

№ интервала	Интервал		Частота попадания		Частость, %						$\frac{P(X_{1A})}{P(X_{1B})}$	DK	I( $X_1$ )
	от	до	А	Б	вероятная		сглаженная		А	Б			
					А	Б	А	Б					
1	1,4	3,3	5	0	0,50	0,00	0,21	0,06	0,21	0,06	3,500	5,441	0,408
2	3,3	5,2	0	3	0,00	0,20	0,14	0,13	0,14	0,13	1,050	0,212	0,001
3	5,2	7,1	1	3	0,10	0,20	0,13	0,16	0,13	0,16	0,813	-0,902	0,014
4	7,1	9,0	2	2	0,20	0,13	0,11	0,15	0,11	0,15	0,750	-1,249	0,023
5	9,0	10,9	0	2	0,00	0,13	0,07	0,12	0,07	0,12	0,583	-2,341	0,059
6	10,9	12,8	1	1	0,10	0,07	0,06	0,10	0,06	0,10	0,600	-2,218	0,044
7	12,8	14,7	0	1	0,00	0,07	0,03	0,09	0,03	0,09	0,321	-4,929	0,156
8	14,7	16,6	0	3	0,00	0,20	0,03	0,10	0,03	0,10	0,300	-5,229	0,183
9	16,6	18,5	1	0	0,10	0,00	0,04	0,05	0,04	0,05	0,857	-0,669	0,002
10	18,5	20,4	0	0	0,00	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02	1,000	0,000	0,000
Итого			10	15	1,00	1,00	0,84	0,98	0,84	0,98	$\Sigma$		0,889

- находим информативность фактора по интервалам:

$$I(X_i) = \frac{1}{2} \cdot DK(X_i) \cdot [\bar{P}(X_{iA}) - \bar{P}(X_{iB})]; \quad (8)$$

- информативность фактора в целом находится как сумма его информативностей по интервалам:

$$I(X_i) = \sum I(X_i); \quad (9)$$

В качестве примера проведём расчёт информативности для фактора  $X_2$ , который сведём в таблицу 9.

Аналогичным образом проводим расчёт диагностических коэффициентов и информативности по всем факторам и сводим результат в диагностическую таблицу 10.

Таблица 10 – Диагностическая таблица

Фактор $X_i$	Интервал изменения $X_i$		Диагностический коэффициент $DK(X_i)$	Информативность $I$
	от	до		
1	2	3	4	5
$X_7$	0	17	- 11,027	0,643
	17	34	- 6,564	0,580
	34	51	- 3,388	0,220
	51	68	- 0,177	0,001
	68	85	1,761	0,038
	85	102	4,771	0,159
	102	119	7,782	0,389
	119	136	6,154	0,256
	136	153	8,751	0,379
	153	170	10,212	0,323
Информативность по фактору $X_7 = 2,989$				
$X_1$	2389,7	2436,1	5,149	0,429
	2436,1	2482,5	2,953	0,182
	2482,5	2528,9	- 1,091	0,022
	2528,9	2575,3	- 4,523	0,332
	2575,3	2621,7	- 9,700	0,808
	2621,7	2668,1	- 1,249	0,002
	2668,1	2714,5	0,792	0,003
	2714,5	2760,9	4,771	0,191
	2760,9	2807,3	4,771	0,032
	2807,3	2853,7	0	0
Информативность по фактору $X_1 = 2,0$				
$X_9$	60	62	5,378	0,439
	62	64	1,549	0,046
	64	66	- 0,628	0,007
	66	68	- 2,553	0,102
	68	70	- 3,010	0,105
	70	72	- 5,229	0,183
	72	74	- 6,021	0,090
	74	76	- 6,021	0,090
	76	78	1,761	0,018
	78	80	5,441	0,272
Информативность по фактору $X_9 = 1,354$				

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
$X_6$	90	91	- 7,782	0,195
	91	92	- 3,010	0,030
	92	93	- 0,669	0,002
	93	94	- 1,249	0,004
	94	95	- 7,782	0,195
	95	96	0	0
	96	97	- 3,882	0,168
	97	98	0,300	0,001
	98	99	2,730	0,191
	99	100	2,775	0,157
Информативность по фактору $X_6 = 0,940$				
$X_5$	0	6	- 4,260	0,035
	6	12	3,010	0,030
	12	18	4,771	0,159
	18	24	2,430	0,073
	24	30	0	0
	30	36	- 4,437	0,237
	36	42	- 5,006	0,217
	42	48	- 2,576	0,073
	48	54	1,461	0,029
	54	60	1,761	0,047
Информативность по фактору $X_5 = 0,900$				
$X_2$	1,4	3,3	5,441	0,408
	3,3	5,2	0,212	0,001
	5,2	7,1	- 0,902	0,014
	7,1	9,0	- 1,249	0,023
	9,0	10,9	- 2,341	0,059
	10,9	12,8	- 2,218	0,044
	12,8	14,7	- 4,929	0,156
	14,7	16,6	- 5,229	0,183
	16,6	18,5	- 0,669	0,002
	18,5	20,4	0	0
Информативность по фактору $X_2 = 0,889$				
$X_4$	0	0,4	1,899	0,108
	0,4	0,8	1,035	0,024
	0,8	1,2	- 2,449	0,102
	1,2	1,6	- 6,368	0,212
	1,6	2,0	0	0
	2,0	2,4	- 1,249	0,002
	2,4	2,8	4,771	0,032
	2,8	3,2	4,771	0,064
	3,2	3,6	- 1,249	0,004
	3,6	4,0	- 7,270	0,158
Информативность по фактору $X_4 = 0,705$				

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
$X_3$	0,20	0,28	- 3,802	0,133
	0,28	0,36	- 3,979	0,119
	0,36	0,44	- 2,576	0,073
	0,44	0,52	- 2,576	0,073
	0,52	0,60	0,714	0,006
	0,60	0,68	1,303	0,015
	0,68	0,76	2,553	0,034
	0,76	0,84	2,272	0,042
	0,84	0,92	2,730	0,064
	0,92	1,00	2,926	0,122
Информативность по фактору $X_3 = 0,681$				
$X_8$	0	0,3	- 4,523	0,166
	0,3	0,6	- 1,871	0,065
	0,6	0,9	- 1,037	0,029
	0,9	1,2	1,761	0,079
	1,2	1,5	2,041	0,061
	1,5	1,8	4,191	0,091
	1,8	2,1	1,761	0,003
	2,1	2,4	1,761	0,003
	2,4	2,7	1,761	0,006
	2,7	3,0	1,761	0,012
Информативность по фактору $X_8 = 0,580$				
$X_{10}$	2,0	2,5	- 0,310	0,002
	2,5	3,0	- 1,112	0,026
	3,0	3,5	- 2,632	0,088
	3,5	4,0	1,154	0,027
	4,0	4,5	4,357	0,276
	4,5	5,0	4,771	0,159
	5,0	5,5	0,792	0,003
	5,5	6,0	0	0
	6,0	6,5	0	0
	6,5	7,0	0	0
Информативность по фактору $X_{10} = 0,518$				
$X_{11}$	1,60	1,84	0	0
	1,84	2,08	0	0
	2,08	2,32	1,249	0,025
	2,32	2,56	0,435	0,003
	2,56	2,80	- 0,378	0,002
	2,80	3,04	0,134	0
	3,04	3,28	- 3,291	0,093
	3,28	3,52	- 6,990	0,280
	3,52	3,76	0	0
	3,76	4,00	0	0
Информативность по фактору $X_{11} = 0,403$				

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
X <sub>13</sub>	8,0	8,4	1,498	0,035
	8,4	8,8	0,792	0,005
	8,8	9,2	0	0
	9,2	9,6	0,792	0,005
	9,6	10,0	1,498	0,035
	10,0	10,4	- 3,010	0,120
	10,4	10,8	- 3,010	0,060
	10,8	11,2	- 3,010	0,030
	11,2	11,6	1,761	0,012
	11,6	12,0	1,761	0,020
Информативность по фактору X <sub>13</sub> = 0,326				
X <sub>12</sub>	8,0	8,4	4,771	0,064
	8,4	8,8	- 1,249	0,004
	8,8	9,2	- 2,711	0,059
	9,2	9,6	- 1,249	0,017
	9,6	10,0	- 0,348	0,002
	10,0	10,4	0	0
	10,4	10,8	0	0
	10,8	11,2	0,300	0
	11,2	11,6	0,300	0,001
	11,6	12,0	0,300	0,002
Информативность по фактору X <sub>12</sub> = 0,149				

Для повышения эффективности и успешности РИР по изоляции притока воды из продуктивного пласта недостаточно знать наиболее информативные и оптимальные условия и параметры применения данной технологии, необходимо уметь прогнозировать результат проводимых работ. Это также можно сделать с помощью различных методов статистической обработки промысловой информации, в частности, методом регрессионного анализа.

Анализируя результаты проведённых расчётов, можно увидеть, что наиболее информативными факторами оказались геологические свойства пласта и режим работы скважины до ремонта. Накопленный отбор нефти (X<sub>7</sub>) наиболее значимый, чем остальные, при этом из регрессии видно, что он оказывает достаточно высокое отрицательное влияние на результат ремонтно-изоляционных работ. Вероятно, это объясняется тем, что чем больше отобрано нефти из прискважинного участка, тем меньше, соответственно, остаточные запасы, приходящиеся на данную скважину, и вероятность эффективности изоляции притока воды.

Следующий информативный фактор – глубина залегания продуктивного горизонта (X<sub>1</sub>), также проявляющий негативное действие. Это, возможно, связано с геологическими характеристиками залежей Южно-Ягунского месторождения, имеющих пластовое сводовое или массивное строение, т.е. они подстилаются подошвенными водами. Чем больше глубина, тем ближе и ВНК, при приближении к которому призабойной зоны добывающей скважины может образоваться «конус» обводнения и в этом случае обычно достаточно сложно и малоэффективно удаётся изолировать приток воды.

Немаловажную роль играют упругие свойства пород, т.е. горное давление, обуславливающее напряжённое состояние в области изоляции. Поэтому при прочих равных условиях нагрузка, разрушающая водоизолирующий экран, увеличивается с глубиной. Но эффект не будет большим и со значительным уменьшением данного фактора. Из таблицы 10 следует, что наилучшие результаты получены в интервале 2480–2670 м.

Это можно объяснить влиянием следующего по информативности параметра – температуры в интервале работ, так как с её увеличением, вероятно, создаются благоприятные условия для проникновения реагента в глубь пласта и формирования водоизоляционного экрана. Улучшаются также и свойства пластовых флюидов, т.е. уменьшается вязкость нефти и увеличивается, соответственно, её подвижность. Оптимальная температура, согласно диагностической таблице, находится в промежутке 66–76 °С.

Рассматривая обводнённость ( $X_6$ ) продукции и ВНФ ( $X_8$ ), можно отметить, что их повышенные значения отрицательно влияют на эффект мероприятия. А такие параметры, как величина интервала перфорации ( $X_2$ ), дебит нефти ( $X_4$ ) и жидкости ( $X_5$ ) до ремонта, наоборот, способствуют получению лучших результатов после изоляционных работ.

Следующий информативный фактор – выработанная или обводнённая часть пласта ( $X_3$ ), который оказывает отрицательное влияние. Это объясняется тем, что чем он больше, тем меньше, соответственно, нефтенасыщенная толщина пласта, а, следовательно, и его потенциальные возможности после проведения ремонта.

Достаточно информативным фактором по результатам расчёта является и приёмистость изолируемого пласта ( $X_{10}$ ), которая оказывает негативное действие на получение высокого дебита нефти в послеремонтный период. Из диагностической таблицы следует, что лучшие результаты получены в интервале до  $3,5 \text{ м}^3 \cdot \text{сут./МПа}$ .

Из анализа эффективности РИР с применением кремнийорганических систем следовало, что в малоэффективных случаях в основном не происходило полной изоляции высокообводнённых пропластков. Это можно объяснить недостаточностью водоизолирующего реагента, закачанного в пласт, об этом свидетельствует и положительное влияние объёма продавленной смеси в зону притока воды ( $X_{11}$ ). Поэтому для увеличения эффективности селективной изоляции АКОР-Б100 необходимо пересмотреть существующие нормативы расчёта количества закачиваемого изоляционного компонента.

Следующим информативным технологическим параметром, положительно влияющим на исход мероприятия, является давление ожидания затвердевания смеси ( $X_{13}$ ), которому следует уделять повышенное внимание. Многие исследователи считают необходимым поддержание избыточного давления над пластовым при ОЗС, тем самым предотвращается обратный переток продавленного реагента в скважину. Но при этом нельзя бесконечно повышать значение данного фактора, так как после разгрузки обсадной колонны (ОК), испытывающей во время проведения ремонта избыточное внутреннее давление, она будет сжиматься под действием нагрузки от горных пород. Поэтому возможно образование зазора между стенкой ОК и водоизолирующим экраном в зоне изолируемого интервала пласта. Следовательно, есть вероятность возникновения заколонного перетока, в результате которого может в скважину поступать вода из выше- или нижележащих водоносных горизонтов, тем самым уменьшается эффект от ремонта. Оптимальное давление при ОЗС должно быть от 10,0 до 11,2 МПа.

Последним информативным фактором является устьеовое давление при нагнетании реагента, величина которого обуславливает степень заполнения поровых каналов. Согласно таблице 10, существуют некоторые наилучшие значения давления продавки (в данном случае до 10 МПа), превышение которых ухудшает результаты водоизоляционных работ.

Таким образом, проведённый анализ позволил выявить факторы, влияющие на исход данного мероприятия. Управляя ими и подбирая соответствующие условия применения этой технологии, можно повысить эффективность и успешность изоляционных работ с использованием АКОР-Б100.

В заключение следует отметить, что при регрессионном анализе средняя ошибка прогнозируемого дебита нефти от фактического составила 22,8 %, отклонения были как в меньшую, так и в большую сторону. Это связано с недостаточным объёмом выборок (25 скважин) и факторов, влияющих на результат ремонта. Поэтому для более точного прогнозирования и определения эффективности ремонтно-изоляционных работ на Южно-Ягунском месторождении необходим значительно больший объём промысловой информации о режимах работы скважин в послеремонтный период, а также о ремонтах, которые будут проведены в последующие годы.



### Совершенствование технологии изоляции обводнённых пропластков кремнийорганическими системами

Совершенствование технологии, а, следовательно, повышение её эффективности и успешности можно осуществлять в различных направлениях, одним из которых и является вышеприведённый, т.е. поиск оптимальных условий и параметров применения существующей технологии.

К другим направлениям можно отнести постоянное стремление увеличить эффект от мероприятия за счёт внедрения новой техники или реагентов, имеющих более лучшие показатели и свойства в области их применения.

Так, например, в последнее время научно-производственной фирмой «НИТПО» разработан новый модифицированный кремнийорганический реагент АКОР-БН102, который также применяют в товарном виде (заводской готовности), но при этом он обладает рядом преимуществ по сравнению с АКОР-Б100:

- лучшая совместимость с водой, водными растворами солей и полимеров;
- практически не образует осадок при совмещении с водой;
- водные растворы обладают лучшими фильтрационными характеристиками в пористых средах;
- обладают более высокими селективными (избирательными) свойствами в отношении обводнённых интервалов пласта;
- имеют более высокие прочностные характеристики и обладают повышенной гидrolитической стойкостью (табл. 11).

Таблица 11 – Сравнение свойств АКОР-Б100 с АКОР-БН102

Показатель	АКОР-Б100	АКОР-БН102
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	980–1100	980–1100
Динамическая вязкость, 10 <sup>-3</sup> Па·с	2–8	3–25
Температура замерзания, °С	ниже – 50	ниже – 50
Способность образования с водой однородной системы	нерасслаивающаяся жидкость	нерасслаивающаяся жидкость
Образование осадка при смешивании с водой при соотношении 1:3, %	< 6,8	0,7–2,0
Коррозионная активность при 20 °С, г/м <sup>2</sup> ·ч:		
в товарном виде	1,13	0,38
с водой 1:3	1,17	0,58
Коэффициент селективности, доли ед.	3,1	5,5
Время гелеобразования состава (1:3), ч	5	4–7
Срок хранения, мес.	12	12

Этой же фирмой на основе материала АКОР-Б100 разработан состав АКОР-5, с помощью которого возможно проводить кислотно-изоляционное воздействие на пласт. Всем известны осложнения, которые могут вызвать кислотные обработки пласта с целью интенсификации добычи нефти. В первую очередь, это разрушение призабойной зоны и прорывы воды. Поглощения кислоты наиболее проницаемыми интервалами пласта, что вызывает преждевременное обводнение скважин, увеличивает приток воды в малообводнённые скважины или приводит к их полному обводнению.

Для того чтобы эти осложнения отсутствовали при проведении ОПЗ и предлагается метод кислотно-изоляционного воздействия на пласт с использованием кремнийорганического состава АКОР-5 и закачиваемой за ним кислоты, цель которого – увеличение зоны охвата нефтеносного пласта кислотой для повышения продуктивности скважин, в том числе высокообводнённых, при одновременном ограничении притока воды.

Действие состава АКОР-5 основано:

- на образовании на поверхности частиц породы полисилоксановой плёнки, предохраняющей породу от растворения кислотой, что обеспечивает более глубокую закачку кислоты в пласт;

- на ограничении притока воды в скважину за счёт гидрофобизации и частичного тампонирования водоносного интервала, что улучшает условия закачки кислоты в нефтеносный пласт и глубокого его дренирования.

Таким образом, данный метод помогает решить проблемы равномерной выработки продуктивного пласта за счёт направленного кислотного воздействия; защиты породы в пристволевой части пласта от разрушающего действия кислоты; сохранения реакционной активности кислоты более длительное время для подключения в эксплуатацию наиболее удалённых участков пласта.

Данный материал был применён в необводнённых и высокообводнённых низкодебитных скважинах Краснодарского края. По 14 скважинам после закачки состава АКОР-5, а затем кислоты успешность работ составила 80 % при увеличении дебитов нефти в 3–4 раза и снижении обводнённости в среднем на 15 %.

Таким образом, использование АКОР-БН102 и АКОР-5 на Южно-Ягунском месторождении не потребует значительных капитальных и экономических затрат, за исключением, возможно, стоимостной разницы между реагентами. При этом необходимо отметить, что перед внедрением этих кремнийорганических компонентов следует провести комплекс исследований, направленных на определение оптимальных условий и параметров применения данных реагентов на скважинах Южно-Ягунского месторождения.

## Выводы

Текущее состояние разработки Южно-Ягунского месторождения характеризуется наличием большого количества как высокообводнённого, так и бездействующего фонда скважин, многие из которых имеют значительный объём остаточных извлекаемых запасов, но были отключены из-за низкого дебита нефти и высокого процента воды в добываемой продукции.

Для улучшения режимов работы скважин и ввода их в эксплуатацию необходимо проводить РИР по ограничению притока воды. Одной из основных причин роста обводнения скважин является поступление закачиваемой воды в пласт по высокопроницаемым пропласткам.

Для решения этой проблемы на Южно-Ягунском месторождении применяются различные методы. До последнего времени основным из них было цементирование, которое имеет низкие показатели по успешности (30–60 %), надёжности и экономическому эффекту. Поэтому чтобы повысить эти параметры РИР, стали внедрять новые технологии. В 2016 году впервые использовали при 4 ремонтах инвертную эмульсию на основе материала «Полисил». В результате средний прирост нефти составил 2,58 тонн/сут., дополнительная добыча на конец года – 1612,6 тонн.

В последние годы наибольшее применение для изоляции обводнённых интервалов пласта на Южно-Ягунском месторождении получили кремнийорганические системы, в частности, АКОР-Б100, который занимает одно из ведущих мест среди водоизоляционных материалов.

За 2016 год при использовании данного реагента средний прирост дебита нефти составил 2,82 тонн/сут., обводнённость была снижена в некоторых случаях со 100 % до 63, при этом дополнительно добыто 19,7 тыс. тонн нефти. Успешность ремонтов, проведённых в этом году, равна 88 %.

Анализ эффективности показал, что наилучшие результаты получены при отключении верхних и средних пропластков. Применение данной технологии в относительно однородных пластах неэффективно.

Сравнивая результаты использования данного компонента на других месторождениях, можно сказать, что они превышают эффект от ремонтов, проведённых на Южно-Ягунском месторождении. Поэтому необходимо определить оптимальные параметры проведения этой технологии и условия её применения.

Расчёт с помощью метода Манна-Уитни, многофакторного и регрессионного анализа позволил выявить области наиболее эффективного использования АКОР-Б100:

- количество отобранной нефти не более 50 тонн;
- глубина залегания пласта 2480–2670 м;
- температура в интервале работ 66–76 °С;

- дебит жидкости 30–50 м<sup>3</sup>/сут.;
- интервал перфорации более 5 м;
- ВНФ менее 0,9 раз;
- приёмистость пласта менее 3,5 м<sup>3</sup> · сут./МПа;
- давление ОЗС 10,0–11,2 МПа;
- давление продавки менее 10 МПа.

Из анализа применения данного реагента следовало, что у многих скважин не происходило полного отключения водопроявляющих интервалов. Поэтому учитывая данный факт и то, что по результатам расчёта объём закачанного изоляционного компонента положительно влияет на эффект, можно сделать вывод о несоответствии предусмотренного регламентом количества продавливаемого в пласт материала.

К полученным в результате проведённых расчётов выводам следует относиться с определённой степенью достоверности, так как при регрессионном анализе ошибка прогноза эффекта составляет 22,8 %.

Повышение эффективности РИР возможно и путём применения более новых реагентов, например, АКОР-БН102, который обладает более лучшими изоляционными свойствами, или АКОР-5, позволяющий осуществлять кислотно-изоляционное воздействие на пласт. Но их внедрение требует проведения комплекса исследований, направленных на определение оптимальных условий и параметров применения данных реагентов на скважинах Южно-Ягунского месторождения.

#### Литература:

1. Проект разработки Южно-Ягунского месторождения. – Уфа : БашНИПИнефть, 1995.
2. Авторский надзор за разработкой Южно-Ягунского месторождения. – Тюмень : СибНИИ НП, 2002.
3. Технология проведения РИР с использованием кремнийорганических систем : СТП 5804465-117-2000. – Когалым : УПНП и КРС, 2000. – 76 с.
4. Применение инвертной эмульсии на основе материала «Полисил ДФ» для селективной изоляции обводнённых пластов : СТП 58044-186-2002. – Когалым : УПНП и КРС, 2002. – 63 с.
5. Технология проведения РИР с использованием цементных растворов : СТП 5804465-016-89. – Когалым : УПНП и КРС, 1989. – 87 с.
6. Сведения о проведённых РИР на добывающих скважинах Южно-Ягунского месторождения за 2016 год. – Когалым : НГДУ «Когалымнефть», 2016.
7. Сведения о проведённых промыслово-геофизических исследованиях на добывающих скважинах Южно-Ягунского месторождения за 2016 год. – Когалым : НГДУ «Когалымнефть», 2016.
8. Планы работ на проведение ремонтно-изоляционных работ. – Когалым : УПНП и КРС, 2016.
9. Годовой отчёт деятельности НГДУ «Когалымнефть» за 2016 год. – Когалым : НГДУ «Когалымнефть», 2016. – 143 с.
10. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М. : Недра, 1999. – 286 с.
11. Скородиевская Л.А., Строганов А.М., Рябоконт С.А. Повышение эффективности водоизоляционных работ путём использования материала АКОР-Б100 // Нефтяное хозяйство, 1999. – № 2. – С. 16–19.
12. Аветисов А.Г., Кошелев А.Т., Крылов В.И. Ремонтно-изоляционные работы при бурении нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1981. – 216 с.
13. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математические теории эксперимента в добыче нефти и газа. – М. : Недра, 1977. – 228 с.
14. Строганов А.М., Дадыка В.И., Михеева И.В. АКОР-БН – кремнийорганические тампонажные материалы // Нефтяное хозяйство, 2000. – № 5. – С. 48–49.
15. Савенок О.В. Разработка и совершенствование специальных тампонажных составов для предупреждения и ликвидации осложнений при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин : диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. – Краснодар, 2002. – 198 с.
16. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 522 с.
17. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 539 с.

18. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.

19. Усов С.В., Савенок О.В., Климов В.В. Капитальный ремонт скважин. Восстановление герметичности обсадных колонн : методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Реконструкция и восстановление скважин» (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти») и «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») для студентов всех форм обучения направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2013. – 63 с.

20. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.

21. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.

22. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

23. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.

24. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.

#### References:

1. Project of development of the Southern Yagunsky field. – Ufa : Bashnipineft, 1995.
2. Architectural supervision of development of the Southern Yagunsky field. – Tyumen : SibNIINP, 2002.
3. Technology of carrying out RIR with use the kremniyorganicheskikh of systems : STP 5804465-117-2000. – Kogalym : UPNP and KRS, 2000. – 76 p.
4. Application of an invert emulsion on the basis of the material «Polisil DF» for selective isolation of the flooded layers : STP 58044-186-2002. – Kogalym : UPNP and KRS, 2002. – 63 p.
5. Technology of carrying out RIR with use of cement mortars: STP 5804465-016-89. – Kogalym : UPNP and KRS, 1989. – 87 p.
6. Data on the carried-out RIR on production wells of the Southern Yagunsky field for 2016. – Kogalym : NGDU Kogalymneft, 2016.
7. Data on the conducted trade geophysical surveys on production wells of the Southern Yagunsky field for 2016. – Kogalym : NGDU «Kogalym oil», 2016.
8. Plans of works for carrying out repair and insulating works. – Kogalym : UPNP and KRS, 2016.
9. The annual report of activity of NGDU Kogalymneft for 2016. – Kogalym : NGDU Kogalymneft, 2016. – 143 p.
10. Gazizov A.Sh., Gazizov A.A. Increase in efficiency of development of oil fields on the basis of restriction of the movement of waters in layers. – M. : Nedra, 1999. – 286 p.
11. Skorodiyevskaya L.A., Stroganov A.M., Ryabokon S.A. Increase in efficiency in-doizolyatsionnykh works by use of the material AKOR-B100 // Oil economy, 1999. – No. 2. – P. 16–19.
12. Avetisov A.G., Koshelev A.T., Krylov V.I. Repair and insulating works when drilling oil and gas wells. – M. : Nedra, 1981. – 216 p.
13. Mirzadzhanzade A.H., Stepanova G.S. Mathematical theories of an experiment in oil and gas production. – M. : Nedra, 1977. – 228 p.
14. Stroganov A.M., Dadyka V.I., Mikheyeva I.V. AKOR-BN – kremniyorganichesky grouting materials // Oil economy, 2000. – No. 5. – P. 48–49.
15. Savenok O.V. Razrabotka and improvement of special grouting structures for prevention and elimination of complications during the drilling and operation of oil and gas wells : the thesis for a degree of Candidate of Technical Sciences. – Krasnodar, 2002. – 198 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
18. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

19. Usov S.V., Savenok O.V., Klimov V.V. Workover. Restoration of tightness of upsetting columns: methodical instructions to a practical training on disciplines «Reconstruction and restoration of wells» («Operation and Service of Facilities for Production of Oil» profile) and «Technology of drilling of oil and gas wells» («Drilling of Oil and Gas Wells» profile) for students of all forms of education of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2013. – 63 p.

20. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.

21. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novocherkassk : Lik publishing house, 2017. – 326 p.

22. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

23. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.

24. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – Т. 1–4.