УДК 622.276

**Способы повышения продуктивности скважин при разработке
Бованенковского месторождения**

**Е. В. Паникаровский*, В. В. Паникаровский, А. Б. Тулубаев,
Д. Н. Клепак**

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru*

Аннотация. Большое количество газовых и газоконденсатных месторождений располагается в Западно-Сибирской мегапровинции, и для увеличения уровней добычи газа и газового конденсата газа следует вводить в разработку месторождения, расположенные на Ямальском полуострове. Месторождения Ямальского полуострова в своем составе относятся к сложнопостроенным залежам, залежи неокома и юры имеют аномально высокое пластовое давление с пластовой температурой более 100 °С.

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение по запасам газа на Ямальском полуострове является крупнейшим, на его примере в данной работе исследуем вопросы восстановления фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и увеличения притока углеводородов.

Для выбора оптимальной технологии и состава для проведения водоизоляционных работ (ВИР) необходимо учитывать следующие факторы: какими коллекторами представлен продуктивный пласт, процент обводненности извлекаемых запасов, герметичность эксплуатационной колонны, текущий дебит скважины в процессе работы при неизменном пластовом давлении, потому что к каждому месторождению нужен индивидуальный подход с выбором подходящей технологии ВИР.

Ключевые слова: Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение; аномально высокое пластовое давление; юрские отложения; неокомские отложения; полимерглинистый раствор; прискважинная зона пласта; кислотная обработка

**Approaches to increasing well productivity in the development
of the Bovanenkovo oil and gas condensate field**

**Evgeny V. Panikarovskii*, Valentin V. Panikarovskii, Andrey B. Tulubaev,
Dmitry N. Klepak**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru*

Abstract. A large number of gas and gas condensate fields are located in the West Siberian mega-province and, to increase gas and gas condensate production levels, deposits located on the Yamal Peninsula should be introduced into development. Deposits of the Yamal Peninsula are complex-built deposits, Neocomian and Jurassic deposits have abnormally high reservoir pressure with a reservoir temperature of more than 100 °C.

The Bovanenkovo oil and gas condensate field is the largest in terms of gas reserves in the Yamal Peninsula; on this example, in this article we will study the is-

sues of restoring the reservoir properties of reservoir rocks and increasing the flow of hydrocarbons.

To select the optimal technology and composition for conducting water shut-off treatment, it is necessary to take into account the following factors: which reservoirs represent the reservoir, the percentage of water cut in the recoverable reserves, the tightness of the production string, the current flow rate of the well during operation at constant reservoir pressure, because each field needs an individual approach with a choice suitable water shut-off treatment technology.

Key words: the Bovanenkovo oil and gas condensate field; abnormally high reservoir pressure; Jurassic sediments; Neocomian deposits; polymer clay solution; wellbore zone; acid treatment

Введение

Растущий спрос на нефть и газ заставляет разведочную и добывающую нефтегазовую промышленность искать новые месторождения в отдаленных районах и в более глубоко залегающих пластах.

Значительная часть газовых и газоконденсатных месторождений находится на севере в Западной Сибири, и для повышения уровня добычи газа и газового конденсата рекомендуется проводить ввод в эксплуатацию месторождений, находящихся на Ямале. Месторождения Ямала следует относить к сложнопостроенным залежам, так как в неокомских и юрских отложениях присутствуют пластовая температура более 100 °С и аномально высокое пластовое давление (АВПД).

На Ямальском полуострове по запасам газа крупнейшее месторождение — Бованенковское, в данной работе исследуем проблемы при восстановлении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов, при ожидании увеличения притока газа и газового конденсата.

Объект и методы исследования

На Бованенковском месторождении нефтегазоносность продуктивных пластов была установлена от апт-альб-сеноманских до юрских отложений.

В баррем-апт-альб-сеноманских отложениях в пластах ПК9-10; ХМ1-2; ТП1-6; ТП7-11 были установлены газовые залежи.

В продуктивных пластах ТП18; БЯ1; БЯ4; Ю4; Ю7; Ю8 были установлены нефтяные залежи.

В неокомских и юрских отложениях выявлены газоконденсатные и нефтяные залежи.

В результате проведенного анализа геологического строения, пластовых условий залегания и составов пластовых флюидов можно предложить следующие способы интенсификации притока и восстановления ФЕС, представленные в таблице 1.

Для обработки приквасинных зон и интенсификации притока из пластов ТП12; ТП13-14 и ТП15-16 рекомендуется применять глинокислоту, так как в состав цемента входят глинистые минералы (каолинит, хлорит, гидрослюда). В продуктивных пластах от ТП18-1 до Ю10-3 следует проводить обработку соляной кислотой из-за наличия в составе цемента карбонатных включений (кальцит) в объеме 5 %.

Таблица 1

Методы интенсификации притоков, рекомендуемые к применению на Бованенковском месторождении

Продуктивные пласты	Тип залежей	Газонефтегазовая насыщенность, %	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Тип коллектора	Фильтрационно-емкостные свойства		Методы интенсификации притока скважин
						пористость, %	проницаемость, $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	
Сеноман	Газовая	–	8,8	28	Поровый	18,0–30,0	10,0–1000,0	Обработка ПЗП метанолом, применение струйного насоса
ПК9-10; ХМ1-2 ТП6; ТП7-11	Газовые	–	9,2–23,0	34–58	Поровый	18,0–30,0	1,0–1000,0	Обработка ПЗП метанолом, кислотные и щелочные ванны, применение струйного насоса
ТП12; ТП13-14; ТП15-16; ТП17-1; ТП17-2	Газоконденсатные	35,0–64,0	14,5–23,0	57–60	Поровый	18,0–24,0	1,0–50,0	Обработка ПЗП метанолом, кислотные и щелочные ванны, соляно-кислотные, глиноукислотные обработки ПЗП, применение струйного насоса, повторная перфорация, ГРП
ТП18-1; ТП18-2 БЯ1; БЯ2; БЯ3; БЯ4; БЯ5	Газоконденсатные, нефтегазовые, нефтяные	43,0–50,0	13,0–23,0	60–76	Поровый	18,0–21,0	1,0–40,0	Обработка ПЗП метанолом, кислотные и щелочные ванны, соляно-кислотные, глиноукислотные обработки ПЗП, применение струйного насоса, щелевая разгрузка, повторная перфорация, ГРП
Ю2; Ю3; Ю4; Ю7; Ю8; Ю10-1; Ю10-2; Ю10-3	Газоконденсатные, нефтегазовые, нефтяные	33,0–63,0	40,0–49,1	94–110	Порово-трещинный, трещинно-поровый	14,0–18,0	1,0–30,0	Обработка ПЗП метанолом, кислотные и щелочные ванны, соляно-кислотные, глиноукислотные обработки ПЗП с применением окислителей, применение струйного насоса, щелевая разгрузка, повторная перфорация, ГРП

После ввода в эксплуатацию продуктивных пластов ТП12; ТП13-14; ТП15-16 могут начаться аккумуляция на забое жидкой фазы, выносимой из пласта, обводнение прискважинной зоны пласта (ПЗП), вследствие чего начнет происходить образование жидкостных пробок в стволе эксплуатационной скважины.

Для предупреждения и ликвидации данного осложнения следует проводить обработку ПЗП с использованием ингибиторов. В качестве ингибитора можно применять гликоли (двухатомные спирты) или метиловый спирт (CH_3OH).

При эксплуатации продуктивных пластов ТП18-1; ТП18-2; БЯ1; БЯ2; БЯ3; БЯ4; БЯ5 с водонасыщенностью 50,0–57,0 %, возможно, будет наблюдаться проникновение воды в ПЗП.

Для продуктивных пластов юрских отложений Ю3; Ю10-1; Ю10-2, где отмечается высокое содержание остаточной водной фазы, для предупреждения и ликвидации следует также проводить ингибиторную обработку ПЗП.

Неокомские отложения обладают гидрофильными свойствами, поэтому при проведении первичного вскрытия с использованием буровых растворов на водной основе происходят проникновение его фильтрата в продуктивный пласт и частичное оттеснение насыщающих продуктивный пласт флюидов, глинистая составляющая бурового раствора начинает проникать в поры породы-коллектора, что приводит к частичной или к необратимой кольтматации ПЗП скважины.

На Бованенковском месторождении в процессе проведения первичного вскрытия продуктивных пластов с наличием АВПД будет использоваться буровой раствор, в который в качестве утяжелителя добавлен барит (BaSO_4).

При проведении лабораторных работ с полимерглинистыми растворами было отмечено, что присутствие лигносульфоната в составе фильтрата бурового раствора при прокачивании через керн на экспериментальной установке приводит к снижению первоначальной проницаемости на 30–50 %.

Снижение первоначальной проницаемости будет происходить в продуктивных пластах с проницаемостью ниже $30\text{--}40 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

При проведении обработки карболигносульфоната пекового (КЛСП) с применением 20,0 %-й соляной кислоты происходит его разрушение на 43,3 % [1].

При вскрытии и освоении продуктивных пластов Ю2-4; Ю7-8; Ю10-1, 2, 3 рекомендуется применять технологию глубокопроникающей кислотной обработки, при проведении данной обработки в продуктивный пласт проводят последовательное закачивание загущенной кислоты (глинокислоты или HCl).

Если при проведении освоения приток отсутствует, то рекомендуется провести глинокислотную или соляно-кислотную обработку для растворения утяжелителя (барита) и полимерглинистой составляющей бурового раствора, которые закольтматировали поры и трещины ПЗП.

Для перевода барита в растворимое состояние проводится двухэтапная обработка ПЗП. Первым закачивают раствор кальцинированной соды (Na_2CO_3), в результате чего происходит реакция, и барит переводится в растворимый в кислотах карбонат бария (BaCO_3). Вторым этапом проводят закачивание 20 %-й соляной кислоты.

В случае наличия КЛСП, ОТП, ФХЛС, ПАЦ и других полимеров в буровом растворе для обработки следует применять 20 %-й раствор соляной кислоты и окислитель, гипохлорит кальция [$\text{Ca}(\text{ClO})_2$].

Для разрушения глинистой составляющей буровых растворов рекомендуется применять глинокислотный состав (10 %-я HCl + 5 %-я HF) с вводом в него органической кислоты аскорбиновой ($\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_6$) или бензойной ($\text{C}_6\text{H}_5\text{COOH}$) [2, 3].

Из гидромеханических (физических) методов воздействия на продуктивные пласты следует рекомендовать щелевую разгрузку горного давления в ПЗП, повторную перфорацию, применение струйных аппаратов и гидравлический разрыв пласта (ГРП). Наилучшую гидродинамическую связь между скважиной и пластом обеспечивают повторная перфорация и обработка струйным насосом, дан-

ные технологии рекомендуются к применению в пластах от ТП12-1 до Ю10-3.

Наиболее значимым методом интенсификации притока и увеличения добычи эксплуатационных скважин является гидравлический разрыв пласта, который рекомендуется проводить как в процессе эксплуатации, так и на стадии заканчивания скважин в пластах от ТП12 до Ю10-3, при этом необходимо предусмотреть проведение поинтервального и большеобъемного ГРП [4].

В дальнейшем при разработке Бованенковского месторождения начнет происходить обводнение продуктивных пластов, для ликвидации водоприток в скважины следует проводить водоизоляционные работы (ВИР), которые являются неотъемлемой частью геолого-технических мероприятий для поддержания проектной добычи углеводородов [5].

Основная сложность для проведения ВИР на скважинах заключается в выборе скважин-кандидатов, эффективных водоизоляционных композиций и оптимальных технологий [6].

Существуют две основных причины обводнения скважин: первая — это техническая, которая связана с состоянием обсадной колонны и состоянием цементного кольца; вторая — технологическая, связана с депрессией, прилагаемой к скважине. В настоящее время для уменьшения быстрого обводнения эксплуатационных скважин нужно внедрять новые составы и результативные технологии для изоляции притока пластовых вод [7]. Но для внедрения новой технологии необходимо оценить успешность и эффективность уже применяемых технологий.

Для ликвидации водоприток в нефтяных и газовых скважинах Западной Сибири результативно используются составы, в основу которых входит натриевое (Na_2SiO_3) или калиевое (K_2SiO_3) жидкое стекло, данные составы технологичны и дешевле своих аналогов, таких как смолы и полимерные композиции [8]. В последнее время при проведении капитального ремонта скважин (КРС) с целью для ликвидации водоприток применяют сухое жидкое натриевое стекло торговой марки «Монасил Н-28».

При проведении КРС с целью ликвидации водоприток в зимнее время, когда существует проблема с замерзанием водных растворов, следует применять реагент «Монасил Н-28». В таблице 2 показаны результаты лабораторных исследований [9].

Таблица 2

Результаты лабораторных испытаний реагента «Монасил Н-28»

Состав, масс. %	рН	Начальная условная вязкость, с	Время гелеобразования, ч	Фракция песка, мм	Проницаемость керна по воде, м^2	Градиент давления начала фильтрации воды, МПа/м
Монасил — 3,3 НТФ — 10	3,5	16	12	0,14– 0,25	$6,70 \cdot 10^{-12}$	4,0
Монасил — 3,3 Винная кислота — 10	3,0	16	12	0,14– 0,25	$6,60 \cdot 10^{-12}$	3,0
Монасил — 2,7 Лимонная кислота — 10	3,8	16	12	0,14–0,25	$6,65 \cdot 10^{-12}$	4,2

На скважинах месторождений ОАО «Удмуртнефть» применяется состав под торговой маркой «Репласт», данный состав обладает хорошей прокачиваемостью, низкой фильтратоотдачей и обеспечивает набор структуры в пластовых условиях¹.

Ликвидация водопритока составом «Репласт» проводится в следующей последовательности. На первом этапе для формирования экрана в изолируемый интервал закачивается буфер — водный раствор хлористого кальция (CaCl_2), на втором этапе проводится закачивание в пласт состава «Репласт» и проводится выдержка для отверждения в течение 24 часов.

В период проведения выдержки и в результате происходящей реакции из состава «Репласт» начинает выпадать осадок в порах пласта, и происходит их закупорка [10]. Физико-химические характеристики состава «Репласт-С» и «Репласт-О» показаны в таблице 3.

Таблица 3

Характеристики состава «Репласт»

Показатель	Репласт-О	Репласт-С
Условная вязкость тампонажного раствора по вискозиметру ВЗ-1 при температуре 20 °С		
– в начальный момент времени, с	10	10
– через 4 часа, с	125	70
– через 24 часа, с	15	20
Плотность тампонажного раствора при 20 °С, г/см ³	1,3–1,4	
Пластическая прочность через 24 часа после отверждения раствором CaCl_2 , кгс/см ²	0,6	1,0

Применение состава «Репласт» привело к уменьшению проницаемости высокопроницаемых пластов вплоть до полной закупорки порового пространства. Для ликвидации водопритоков в скважине применяют технологию дозакрепления водоизолирующего состава укрепляющим реагентом или составом. В качестве укрепляющего состава возможно использование полимерных смол, микроцементов («Микродур», «Ультрацемент») [11].

Одним из перспективных методов водоизоляции является закачивание в пласт жидкостей, которые обладают свойствами полидисперсных систем. Использование полидисперсных систем ликвидирует миграцию пластовых флюидов в период гидратации цементного раствора, поэтому они используются в основном для восстановления целостности заколонного цементного камня, для ликвидации заколонных перетоков.

Однако если при проведении работ существуют межпластовые перетоки, то вероятен размыв тампонирующего состава, что вызовет увеличение обводненности в выше- или нижележащих пластах.

На месторождениях Западной Сибири обширно используются изолирующие составы на основе полимера — полиакриламида (ПАА) и пентагидроксохлорида алюминия (ПГОХА) [12].

ПГОХА — это неорганический полимер, который при смешивании с ПАА почти моментально формирует гелеобразный полимер-коллоидный комплекс.

¹ ТУ 2164-062-53501222-2006. Изоляционный состав РЕПЛАСТ. Технические условия. – 2006. – 3 с.

Карбамид ($\text{CH}_4\text{N}_2\text{O}$), вводимый в состав, в пластовых условиях начинает разлагаться и вызывает гидролиз соли алюминия, в результате чего появляется стабильная дисперсная система «гель в геле» («комбинированный гель»), отличающаяся высокой стабильностью и стойкостью к разрушению.

Преимущества данных полимеров в следующем: в пласте появляется стабильная дисперсная система «гель в геле», получившийся гель имеет невысокую вязкость и текучесть, в результате чего он легко проникает к водонасыщенным зонам породы-коллектора и вступает в реакцию с водой.

Результаты и обсуждение

На месторождениях ПАО «Газпром» для изоляции водопритока использовались различные рецептуры водоизолирующих составов. Наиболее эффективным оказался состав на основе реагента «АКОР-БН»². Несколько ниже эффективность у состава, предложенного ОАО «СевКавНИПИгаз» на основе силикатного реагента «Монасил»³.

На Уренгойском месторождении для ликвидации водопритокв была успешно применена технология ООО «НТФ Атомбиотех», технология с использованием состава «Water Web» компании «Halliburton» на Комсомольском месторождении была апробирована unsuccessfully [13]. Ликвидации водопритокв с применением технологии ООО «НПП РостЭКтехнология» показали неплохую результативность.

Для определения места негерметичности обсадной колонны следует провести комплекс геофизических исследований (ГИС), который включает в себя методы термометрии, расходомерии и дефектоскопии. После установки места негерметичности проводят выбор технологии для ее ликвидации, установку металлического пластыря (ДОРН) или закачивание специальной композиции с последующим докреплением тампонажным раствором.

В случае определения заколонного перетока из выше- или нижележащих пластов проводят перфорацию обсадной колонны в интервале заколонного перетока с закачиванием специальной композиции и последующим докреплением тампонажным раствором.

При выявлении подъема газоводяного контакта (ГВК) к забою скважины следует провести закачивание гелеобразного состава и провести установку цементного моста.

В случае конусообразного подтягивания пластовой воды к забою скважины следует сперва снизить депрессию, прилагаемую к скважине, если снижение депрессии не принесло положительного результата, то требуется проведение КРС для установки водоизоляционного экрана.

Существует ремонтно-водоизоляционный состав, который надежно обеспечивает изоляцию водопритокв в породах-коллекторах различной проницаемости, ликвидацию межпластовых (заколонных) перетоков, укрепление ПЗП и устранение негерметичности эксплуатационных колонн [14]. В ремонтно-водоизоляционный состав входят три компонента: «Микродур» — особо тонкодисперсное минеральное вяжущее, поливиниловый спирт (ПВС) в 2,0 %-й концентрации в водном растворе и гипохлорит кальция $[\text{Ca}(\text{ClO})_2]$ [15].

² ТУ 2458-001-01172772-99. Кремнийорганические тампонажные материалы группы АКОР-БН. Технические условия. — 1999. — 3 с.

³ ТУ 2145-001-75105538-2005. Гидросиликат натрия. Технические условия. — 2005. — 3 с.

Сервисные инженеры компании «Schlumberger» для выбора технологий по ликвидации водоприток в скважины применяют алгоритм подбора составов и технологий, который показан на рисунке [16].

Рисунок. Алгоритм подбора составов и технологий компании «Schlumberger» для ликвидации водоприток в скважины

Для обработки поровых коллекторов применяется технология геля MARCIT, состоящего из двух компонентов: частично гидролизованного полиакриламида и сшивателя (Chromium (III) acetate). Для его получения проводят смешивание сухого полимера с водой и сшивают на дневной поверхности, после чего проводят закачивание в обводненную скважину.

Для обработки трещиноватых коллекторов применяется технология «OrganoSEAL». При этом первым проводят закачивание «OrganoSEAL-F» — это текучий органический сшитый полиакриламидный гель, он позволяет проникать глубже в продуктивный пласт. Во время второго закачивания применяют «OrganoSEAL-R» — это жесткий органический сшитый полиакриламидный гель для предупреждения вымыва «OrganoSEAL-F».

DGS — это система неорганического геля, с отсроченным сшиванием для ликвидации водопритока воды в нефтегазовых коллекторах. Вязкость DGS близка к вязкости воды, и его можно закачивать в малопроницаемую породу, которая не пропускает полимерные растворы. В его состав входят частично гидролизованный хлорид алюминия (AlCl_3/OH) и активатор, который реагирует на температуру и повышает pH системы, в результате чего хлорид алюминия начинает выпадать в осадок и образует гель.

PERMABLOCK — это двухкомпонентный раствор без твердых частиц, с очень низкой начальной вязкостью, который легко проникает в поры пласта, активизируется от повышения температуры и в результате чего образует гель.

MARASEAL состоит из двух компонентов: частично гидролизованного полиакриламида и сшивателя (Zirconium (IV) lactate). Закачивается в обводненный интервал и полностью блокирует его. Из-за очень низкой начальной вязкости

легко проникает в поры породы, что приводит к снижению проницаемости и блокирует проникновение воды [17].

Для крепления ПЗП и создания заколонного фильтра разработан состав на основе сырой резины [18]. В таблице 4 показаны результаты лабораторных испытаний состава на основе сырой резины.

Таблица 4

Результаты лабораторных испытаний состава на основе сырой резины

Номер опыта	Состав раствора	Давление закачивания, МПа	Депрессия, МПа	Проницаемость слабосцементированных образцов, $K \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Проницаемость образцов, после обработки, $K \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	Снижение проницаемости после обработки, %
1	20 % HCl	0,02	5,0	216,6	213,1	1,6
2	20 % HCl	0,04	5,0	192,1	185,7	3,3
3	20 % HCl	0,10	5,0	122,7	120,0	2,2

Для проведения работ по ликвидации водопритока и укрепления ПЗП был разработан состав на основе Na_2SiO_3 (жидкое стекло) [19]. Разработанный состав следует использовать в суперколлекторах апт-альб-сеноманских отложений, в которых проницаемость породы-коллектора изменяется в широких пределах от сотен миллидарси до нескольких Дарси.

В таблице 5 приведены результаты лабораторных испытаний.

Таблица 5

Изменение относительной проницаемости кернов после обработки составом на основе жидкого стекла

Номер образца	Состав раствора, вес. %		Проницаемость по воде, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$		Коэффициент закупорки, $W = \frac{K_1 - K_2}{K_1}$, доли
			До обработки, K_1	После обработки, K_2	
1	Na_2SiO_3 Na_2SiF_6 [Ca(OH) ₂]	90,0 9,0 1,0	490,3	53,9	0,89
2	Na_2SiO_3 Na_2SiF_6 [Ca(OH) ₂]	89,0 9,0 2,0	513,7	46,2	0,90
3	Na_2SiO_3 Na_2SiF_6 [Ca(OH) ₂]	88,1 10,6 1,3	388,0	0	Полная закупорка
4	Na_2SiO_3 Na_2SiF_6 [Ca(OH) ₂]	86,5 12,0 1,5	560,1	0	Полная закупорка

Выводы

В заключение можно сказать, что для проведения высококачественной ликвидации водоприток в скважине следует провести комплекс ГИС с целью определения места поступления воды в скважину, герметичности эксплуатационной колонны, наличия и сплошности заколонного цементного кольца, также в учет берется состав продуктивного пласта, обводненность, дебит скважины и прошлые КРС. Выбор технологии и составов для проведения ВИР следует проводить только после сбора всей информации по скважине.

Библиографический список

1. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Клещенко И. И. Перспективы использования физико-химических методов увеличения продуктивности скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 3. – С. 20–25.
2. Пат. № 2256073 РФ, МПК E21B 43/27. № 2004105356/03. Состав для обработки призабойной зоны пласта / Паникаровский В. В., Щуплецов В. А., Романов В. К., Кузмич Л. И., Клещенко И. И., Паникаровский Е. В., Романов А. В.; заявл. 24.02.04; опубл. 10.07.05, Бюл. № 19. – 3 с.
3. Пат. № 2276724 РФ, МПК E21B 43/27. № 2004131924/03. Состав для обработки призабойной зоны пласта / Паникаровский В. В., Щуплецов В. А., Романов В. К., Кузмич Л. И., Клещенко И. И., Паникаровский Е. В., Романов А. В.; заявл. 01.11.04; опубл. 20.05.06, Бюл. № 14. – 4 с.
4. Паникаровский Е. В., Кочетов С. Г. Методы увеличения продуктивности скважин при разработке Бованенковского месторождения // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 3 (38). – С. 95–98.
5. Закиров Н. Н., Клещенко И. И. К вопросу применения геолого-технических мероприятий для стабилизации проектного уровня добычи нефти // Экологические проблемы нефтедобычи — 2018: материалы VII междунар. конф. с элементами научной школы для молодежи (Уфа, 21 декабря 2018 г.). – Уфа, 2018. – С. 19–20.
6. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учеб. пособие / И. И. Клещенко [и др.]. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 385 с.
7. Ваганов Ю. В., Ягафаров А. К., Арсан Ш. А. Изменение молекулярной природы поверхности коллекторов при эксплуатации сеноманских залежей низконапорных газов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 3. – С. 38–44. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-3-38-44
8. Дурягин В. Н. Обоснование технологии ограничения водопритока для нефтяных месторождений с трещинно-поровым типом коллектора: дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2015. – 132 с.
9. Гаврилов А. А. Разработка технологий, направленных на сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта при ремонте скважин: Автореф. дис. канд. техн. наук. – Ставрополь, 2009. – 23 с.
10. Миков А., Казакова Л. Высокое качество ремонтно-изоляционных работ // Нефте-сервис. – 2010. – № 3. – С. 54–55.
11. Разработка и исследование тампонажного состава на микроцементной основе для ограничения и ликвидации водоприток в нефтяные и газовые скважины / Леонтьев Д. С. [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. № 4. – С. 62–72. DOI: 10.31660/0445-0108-2016-4-62-72
12. Радченко С. С., Зельцер П. С., Радченко Ф. С. Применение состава на основе полимер-коллоидных комплексов в гелеобразующих композициях для изоляции водопритока в добывающих скважинах // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 7 (162). – С. 64–69.
13. WaterWeb® Water Control – Сервис WaterWeb®. Halliburton (Компания «Халлибертон») [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.halliburton.com/en-US/ps/stimulation/conformance/water-control/waterweb-water-control.html>.
14. Пат. № 2326922 РФ, МПК C09K8/504. № 2006134101/03. Состав для ремонтных работ в скважинах / Клещенко И. И., Сохошко С. К., Паникаровский Е. В., Шестакова Н. А., Щербич Н. Н., Зозуля Г. П.; заявл. 25.09.06; опубл. 20.06.08, Бюл. № 17.

15. Избрехт А. В., Паникаровский Е. В., Кустышев А. В. Методы и водоизолирующие композиции для проведения ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 6. – С. 31–34.
16. Компания «Шлюмберже» (Schlumberger) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.slb.ru/>.
17. Well-intervention-catalog. Компания «Шлюмберже» (Schlumberger) [Электронный ресурс] Режим доступа: https://connect.slb.com/~media/Files/well_intervention/catalogs/well-intervention-catalog.pdf.
18. Пат. № 2305765 РФ, МПК E21B43/32, C09K8/88. № 2006106136/03. Способ крепления призабойной зоны пласта / Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В., Щуплецов В. А., Поляков Е. Е.; заявл. 27.02.06; опубл. 10.09.07, Бюл. № 25.
19. Пат. № 2242606 РФ, МПК E21B43/32. № 2003126424/03. Состав для ремонтно-водоизоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / Кleshchenko И. И., Паникаровский Е. В., Сохошко С. К., Юшкова Н. Е., Шестакова Н. А., Зозуля Г. П.; заявл. 28.08.03; опубл. 20.12.04, Бюл. № 35.

References

1. Panikarovskii, E. V., Panikarovskii, V. V., & Kleshchenko, I. I. (2006). Perspektivy ispol'zovaniya fiziko-khimicheskikh metodov uvelicheniya produktivnosti skvazhin. Oilfield Engineering, (3), pp. 20-25. (In Russian).
2. Panikarovskii, V. V., Shchupletsov, V. A., Romanov, V. K., Kuzmich, L. I., Kleshchenko, I. I., Panikarovskii, E. V., & Romanov, A. V. Sostav dlya obrabotki prizaboynoy zony plasta. Pat. 2256073 RF, MPK E21B 43/27. No 2004105356/03. Applied: 24.02.04. Published: 10.07.05. Bulletin No 19, 3 p. (In Russian).
3. Panikarovskii, V. V., Shchupletsov, V. A., Romanov, V. K., Kuzmich, L. I., Kleshchenko, I. I., Panikarovskii, E. V., & Romanov, A. V. Sostav dlya obrabotki prizaboynoy zony plasta. Pat. 2276724 RF, MPK E21B 43/27. No 2004131924/03. Applied: 01.11.04. Published: 20.05.06. Bulletin No 14, 4 p. (In Russian).
4. Panikarovskii, E. V., & Kochetov, S. G. (2010). Metody uvelicheniya produktivnosti skvazhin pri razrabotke Bovanenkovskogo mestorozhdeniya. Geology, geography and global energy, (3(38)), pp. 95-98. (In Russian).
5. Zakirov, N. N., & Kleshchenko, I. I. (2018). K voprosu primeneniya geologo-tekhnicheskikh meropriyatiy dlya stabilizatsii proektnogo urovnya dobychi nefi. Ekologicheskoe problema neftedobychi - 2018: materialy VII mezhdunarodnoy konferentsii s elementami nauchnoy shkoly dlya molodezhi (Ufa, December 21, 2018). Ufa, pp. 19-20. (In Russian).
6. Kleshchenko, I. I., Zozulya, G. P., Yagafarov, A. K., & Ovchinnikov, V. P. (2011). Teoriya i praktika remontno-izolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Tyumen, TyumGNGU Publ., 385 p. (In Russian).
7. Vaganov, Yu. V., Yagafarov, A. K., & Arsan, Sh. A. (2016). Modification of molecular structure on reservoir surface while low-pressure gases Cenomanian deposits exploitation. Oil and Gas Studies, (3), pp. 38-44. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-3-38-44
8. Duryagin, V. N. (2015). Obosnovanie tekhnologii ogranicheniya vodopritoka dlya neftyanykh mestorozhdeniy s treshchinno-porovym tipom kollektora. Diss. kand. tekhn. nauk. St. Petersburg, 132 p. (In Russian).
9. Gavrilov, A. A. (2009). Razrabotka tekhnologiy, napravlennykh na sokhraneniye fil'tratsionno-emkostnykh svoystv produktivnogo plasta pri remonte skvazhin. Avtoref. dis. kand. tekhn. nauk. Stavropol, 23 p. (In Russian).
10. Mikov, A., & Kazakova, L. (2010). Vysokoe kachestvo remontno-izolyatsionnykh rabot. Nefteservis, (3), pp. 54-55. (In Russian).
11. Leontiev, D. S., Kleshchenko, I. I., Kustyshev, A. V., Dolgushin, V. A., Zavatsky M. D. (2016). Ponomarev A. A. Development and research of the well plugging microcement-based composition to limit and eliminate the water inflows into oil and gas wells. Oil and Gas Studies, (4), 62-72. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-4-62-72
12. Radchenko, S.S., Zeltser, P. S., & Radchenko, F. S. (2012). Application of Gel Compositions at the Basis of Polymer Colloidal Solutions for Water Shut off in Production Wells. Neft. Gas. Novacii, (7(162)), pp. 64-69. (In Russian).

13. WaterWeb® Water Control – Halliburton Company. Available at: <https://www.halliburton.com/en-US/ps/stimulation/conformance/water-control/waterweb-water-control.html>. (In English).

14. Kleshchenko, I. I., Sokhoshko, S. K., Panikarovskii, E. V., Shestakova, N. A., Shcherbich, N. N., & Zozulya G. P. Sostav dlya remontnykh rabot v skvazhinakh. Pat. 2326922 RF, MPK S09K8/504. No 2006134101/03. Applied: 25.09.06. Published: 20.06.08. Bulletin No 17. (In Russian).

15. Izbreht A. V., Panikarovskii E. V., & Kustyshev A. V. (2013). Methods and water-isolating compositions used for performing repair-isolation work in oil and gas wells. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (6), pp. 31-34. (In Russian).

16. Schlumberger Company. Available at: <https://www.slb.ru/>. (In Russian).

17. Well-intervention-catalog. Schlumberger Company. Available at: https://connect.slb.com/~media/Files/well_intervention/catalogs/well-intervention-catalog.pdf. (In English).

18. Panikarovskii, V. V., Panikarovskii, E. V., Shchupletsov, V. A., & Polyakov, E. E. Pat. 2305765 RF, MPK E21V43/32, S09K8/88. No 2006106136/03. Sposob krepleniya prizaboynoy zony plasta. Applied: 27.02.06. Published: 10.09.07. Bulletin No 25. (In Russian).

19. Kleshchenko, I. I., Panikarovskii, E. V., Sokhoshko, S. K., Yushkova, N. E., Shestakova, N. A., & Zozulya, G. P. Sostav dlya remontno-vodoizolyatsionnykh rabot v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Pat. 2242606 RF, MPK E21V43/32. No 2003126424/03. Applied: 28.08.03. Published: 20.12.04. Bulletin No 35. (In Russian).

Сведения об авторах

Паникаровский Евгений Валентинович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Паникаровский Валентин Васильевич, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Тулубаев Андрей Борисович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Клепак Дмитрий Николаевич, аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Evgeny V. Panikarovskii, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: panikarovskijev@tyuiu.ru

Valentin V. Panikarovskii, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Andrey B. Tulubaev, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen

Dmitry N. Klepak, Postgraduate, Industrial University of Tyumen