

УДК 622.276

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ
БЛОКИРОВАНИЯ ПРОМЫТЫХ ЗОН ПЛАСТА НА ОСНОВЕ
ПРИМЕНЕНИЯ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ «КАС»**

**EXPEREMENTAL TESTS BLOCKING OUT TECHNOLOGY IN
HIGHLY WATERED LAYERS BY USING GELFORMING
COMPOSITION “CAS”**

**Акчурин Х.И., Насрыев А.М., Ленченков Н.С., Ленченкова Л.Е.
ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», г. Уфа, Российская Федерация
ОАО «Азимут», г. Уфа, Российская Федерация**

**H.I. Akchurin, A.M. Nasryev, N.S. Lenchenkov, L.E. Lenchenkova
FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”,
Ufa, the Russian Federation
JSC “Azimut”, Ufa, the Russian Federation
e-mail: a1989ainur@mail.ru**

Аннотация. Разработка Юсуповской площади Арланского месторождения характеризуется естественным снижением темпов отбора нефти в результате значительной выработанности запасов и резкого обводнения фонда скважин частично связанное со старением фонда скважин, поэтому для обеспечения стабильности добычи нефти необходимо применение технологий блокирования промытых участков пласта, направленных на снижение обводненности продукции и повышения нефтеотдачи пластов, за счет перераспределения фильтрационных потоков, а также технологий позволяющих ликвидировать заколонные перетоки. В настоящее время существует огромное количество реагентов и технологий по проведению технологий

блокирования промытых зон пласта (БПЗП). Данные технологии позволяют повысить сопротивления в высокопроницаемых зонах слоисто-неоднородного пласта, что способствует перераспределению направлений фильтрационных потоков в область низкопроницаемых нефтенасыщенных участков.

Основной задачей при разработке технологий блокирования промытых зон пласта и технологий, связанных с изоляцией заколонных перетоков, можно отнести поиск и подбор эффективных составов изолирующих композиций.

Одними из перспективных технологий блокирования промытых зон пласта являются технологии с закачкой гелеобразующих композиций на основе реагента «Сиенит» на основе алюмосиликата. Анализ промышленного опыта применения гелеобразующей композиции «Сиенит» выполненной на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения показал высокую технологическую эффективность. Однако в ходе анализа, были выявлены недостатки, связанные с низкой технологичностью гелеобразующей композиции «Сиенит», связанные с приготовлением данной композиции. Поэтому был предложен новый состав «КАС» на основе двухкальциевого силиката (2КС) для условий Юсуповской площади Арланского месторождения, обладающий более высокой технологичностью по сравнению с анализируемой гелеобразующей композицией «Сиенит». Для новой гелеобразующей композиции на основе 2КС и соляной кислоты проведен комплекс лабораторных экспериментов.

Приведены результаты исследований физико-химических свойств нового гелеобразующего состава «КАС». Установлены реологические характеристики нового состава. Показана возможность и пути регулирования времени гелеобразования состава. С помощью фильтрационных исследований установлено, что предлагаемый состав способен эффективно блокировать промытые зоны пласта.

Abstract. Development of the area is characterized by a natural Yusupov slowdown selection of oil by a significant depletion of reserves and a sharp watering wells partially associated with aging wells, so to ensure the stability of oil production requires the use of technology to block the formation of washed areas to reduce water production and enhanced oil recovery, due to redistribution of filtration flows, as well as technology allows to eliminate casing flows. Currently, there is a huge amount of reagents and technologies for the technology of blocking washed formation zones (BWFZ). These technologies allow to increase the resistance in the high permeability zones layered formation that promotes redistribution of seepage flow directions in the area of low-permeability oil-saturated areas.

The main objective in the development of technologies to block the formation of zones of washed and technologies associated with insulation casing flows, include the search and selection of effective compounds insulating compositions. An analysis of the fishing experience of similar works can formulate the basic requirements for blocking composition.

The main objective in the development blocking out technologies in highly watered zones and technologies associated with insulation casing flows, include the search and selection of effective compounds insulating compositions.

One of the promising technologies blocking formation zones are washed with injection technology gelling compositions based on aluminosilicate "Syenite". Analysis of the pilot testing of the gel-forming composition "Syenite" showed high technological efficiency, but in the analysis were identified disadvantages associated with low technological gelling composition "Syenite" associated with the preparation of these compositions, therefore, proposed a new formulation based on dicalcium silicate (2KS) for the conditions Yusupov area Arlanskoye field having higher processability as compared to the analyze gelling composition "Syenite" for the new gelling composition based 2KS hydrochloric acid and subsequently composition "CAS", a complex of laboratory experiments.

The results of studies of physical and chemical properties of a new gel forming composition «CAS». Established rheological characteristics of the new composition. The possibility and ways of regulating the composition of the gelation time. With filtration tests show that the proposed composition is capable of effectively blocking the highly watered layers.

Ключевые слова: гелеобразующий состав, высокообводненные пропластки, обводненность, попутно добываемая вода, водоизоляция, время гелеобразования, пластическая прочность, фильтрационные исследования.

Key words: gel-forming compounds, highly watered layers, watercut, production water, water shutoff, gelation time, plastic strength, filtration test.

Юсуповская площадь Арланского месторождения имеет сложное геологическое строение продуктивных пластов. Основными эксплуатационными объектами разработки указанного месторождения являются горизонты ТТНК, объекты представлены неоднородными пластами, и как следствие приводящему к резкому обводнению высокопроницаемых зон пласта [1]. Разработка Юсуповской площади характеризуется естественным снижением темпов отбора нефти в результате значительной выработанности запасов и достижения обводненности свыше 90 %. С целью снижения обводненности добываемой продукции скважин путем блокирования промытых зон пласта (БПЗП) в настоящее время применяют широкий спектр реагентов и технологий. Данные технологии позволяют повышать фильтрационные сопротивления в высокопроницаемых зонах слоисто-неоднородного пласта и способствовать перераспределению направлений фильтрационных потоков в область низкопроницаемых нефтенасыщенных зон пласта [2].

Успешность внедрения рассматриваемых технологий не высока, она не превышает 50%. Поэтому поиск эффективных гелеобразующих

композиций для БПЗП продолжается и является перспективным направлением в области развития новых технологий ограничения водопритока и регулирования коэффициента приемистости. Анализ промысловых работ по применению различных гелеобразующих композиций выполненной в условиях месторождений Татарстана, Башкортостана, Оренбургской области и Западной Сибири позволил сформулировать основные требования, предъявляемые к блокирующим составам [3,4]:

- наличие низкой начальной вязкости, гомогенность и хорошая фильтруемость в пористой среде;
- способность эффективно перекрывать трещинные каналы водопритока;
- регулируемость сроков гелеобразования и прочностных характеристик образуемых составов;
- селективность;
- технологичность приготовления и закачки;
- доступность, не дефицитность и низкая стоимость компонентов композиции;
- разрушаемость в пористой среде при возникновении необходимости.

Большинству из предъявляемых требований отвечает состав на основе продукта взаимодействия технической соляной кислоты и сиалита, представляющий собой двухкальциевый силикат (2КС). С целью подбора наиболее эффективных компонентов гелеобразующей композиции, их концентрации, объемов и порядка ввода состава в пласт были проведены лабораторные исследования.

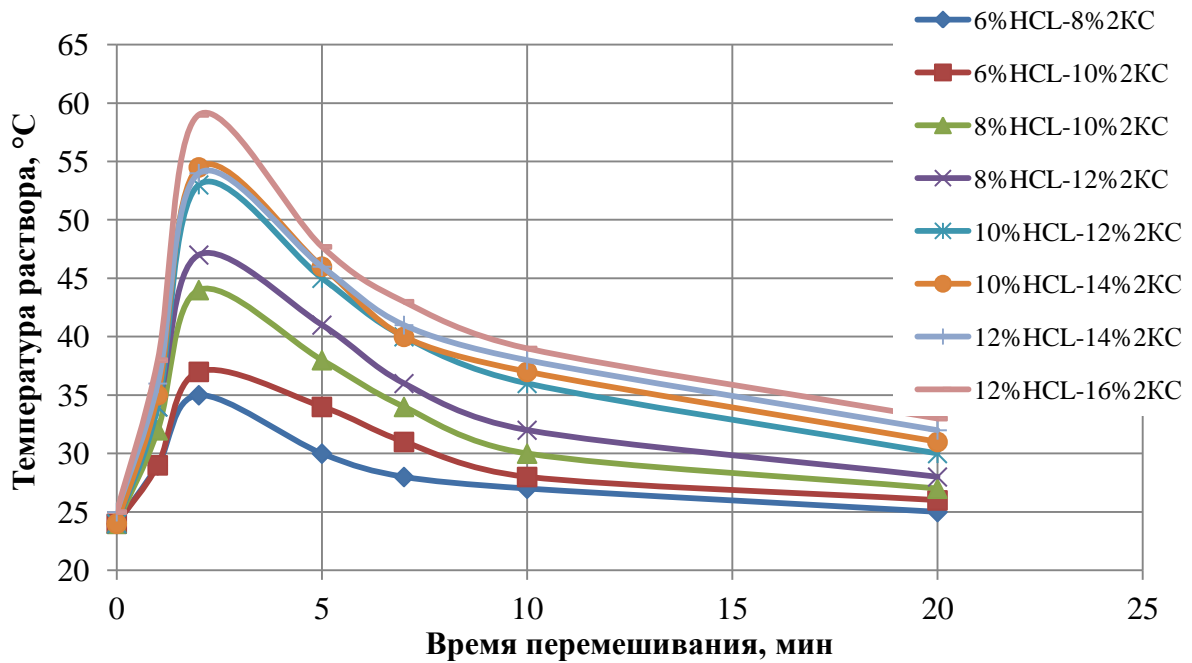


Рисунок 1. Зависимость температуры раствора и времени перемешивания при различных концентрациях HCl и реагента 2KC

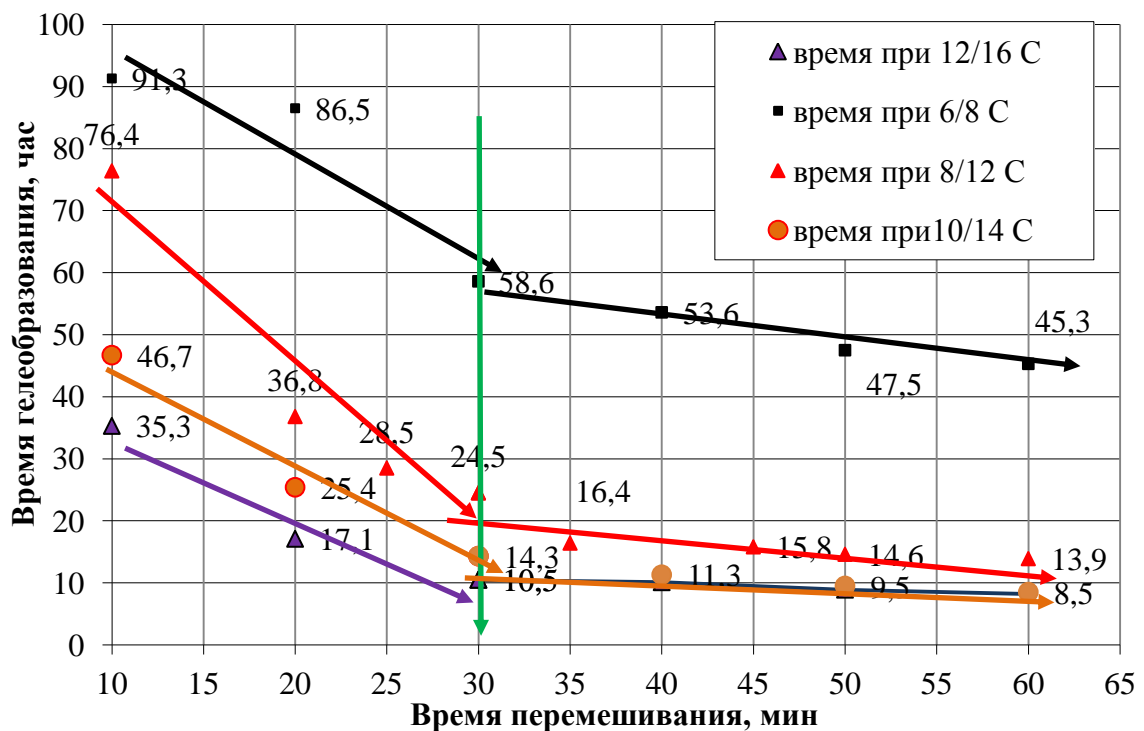


Рисунок 2. Зависимость времени гелеобразования от времени перемешивания гелеобразующей композиции «КАС», обозначения: 6/8, цифра 6 – концентрация водного раствора HCl, %, а цифра 8 – массовая концентрация реагента 2KC в водном растворе кислоты, %

Приготовление гелеобразующего состава, далее «КАС» (композиция двухкальциевого силиката), выполнялось путем перемешивания реагента 2КС в соляной кислоте на механической мешалке. Этот процесс сопровождался выделением тепла, связанного с экзотермическими реакциями оксидов кальция, при этом температура раствора достигала 60 °С. На рисунке 1 приведена зависимость температуры раствора и времени перемешивания гелеобразующей композиции «КАС» при различных концентрациях кислоты HCl и реагента 2КС.

Выбор оптимального времени перемешивания проводился экспериментальным путем (рисунок 2 и 3). Из представленных зависимостей видно, что с увеличением времени перемешивания происходит уменьшение времени гелеобразования, так же уменьшается количество нерастворимого осадка. По результатам исследований установлено оптимальное время перемешивания, составляющее 30 минут, так как в этот момент достигается максимальное изменение производной функций: время гелеобразования – время перемешивания; остаток реагента 2КС – время перемешивания.

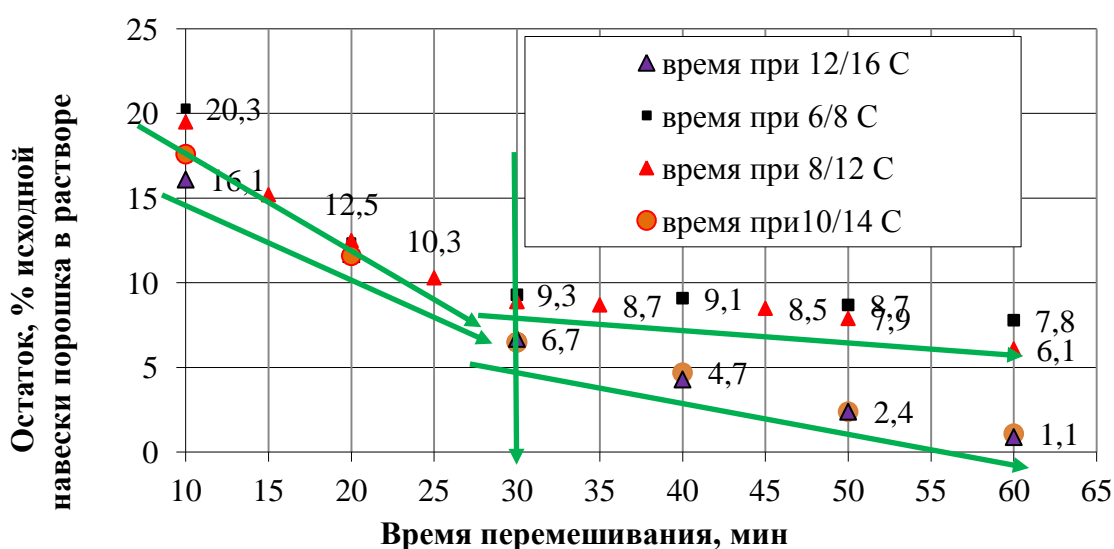


Рисунок 3. Зависимость растворимости реагента 2КС от времени перемешивания, обозначения: 6/8, цифра 6 – концентрация водного раствора HCl, %, а цифра 8 – массовая концентрация реагента 2КС в водном растворе кислоты, %

Исследования влияния температуры на время гелеобразования, производились для различных концентраций реагента 2КС и кислоты в широком диапазоне температур (рисунок 4). Полученные зависимости показывают, что с увеличением температуры скорость образования геля увеличивается. Данная закономерность носит нелинейный характер, а при 60 °С наблюдается максимальный излом кривой.

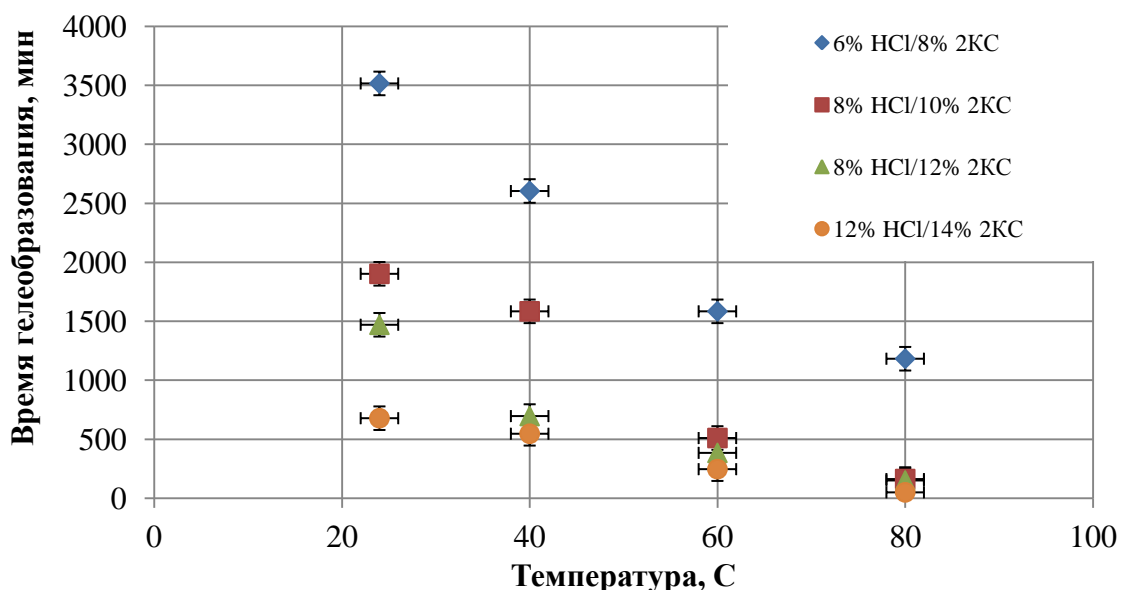


Рисунок 4. Зависимость изменение времени гелеобразования от температуры

Одним из важнейших параметров характеризующим прочностные характеристики геля является пластическая прочность. Пластическая прочность – это прочность структуры геля при пластично-вязком разрушении и малых скоростях сдвига, измеряемая по методу конического пластометра, разработанный акад. П.А. Ребиндером. Метод определения пластической прочности заключается в оценке глубины погружения утяжеленного конуса (угол осевого сечения конуса при вершине - 60°) с известной массой в исследуемый материал под действием постоянной нагрузки в течение 10 минут. Расчет пластической прочности выполняется по формулам (1):

$$\begin{cases} P_m = K_a \frac{F}{h^2}; \\ K_a = \frac{1}{\pi} \cos^2 \frac{\alpha}{2} \cdot \operatorname{ctg} \frac{\alpha}{2}, \end{cases} \quad (1)$$

где P_m – пластическая прочность, Па;

α – угол осевого сечения конуса при вершине, равный 60° ;

K_a – коэффициент, зависящий от угла осевого сечения конуса при вершине;

F – вес погружаемой системы, Н;

h – глубина погружения конуса в гель, м.

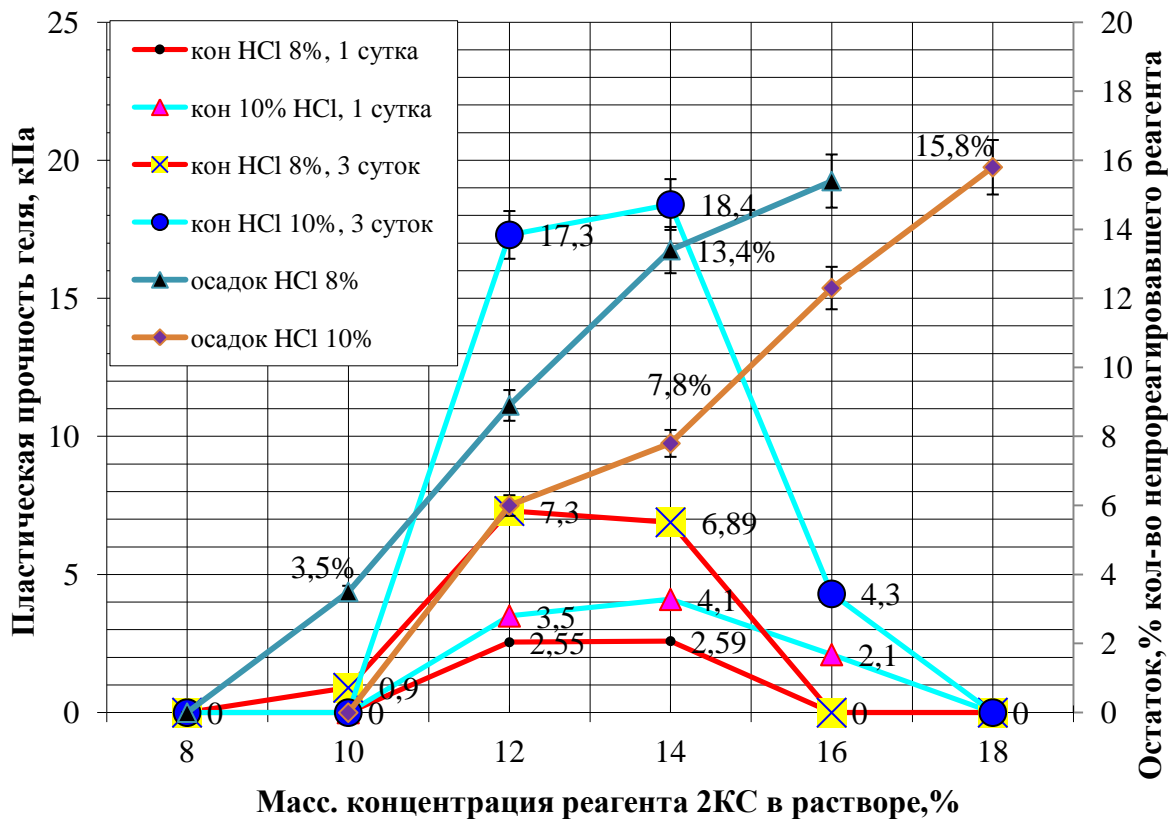


Рисунок 5. Зависимость прочности геля от времени выдержки геля и масс. концентрации реагента 2КС в растворе

Зависимость показывает, что прочность геля со временем увеличивается (рисунок 5). Кроме того с увеличением массовой концентрации реагента 2КС в растворе происходит изменение пластической прочности геля. Следует отметить, что гель образуется только в узком диапазоне исходных концентраций реагентов. Например,

при массовой концентрации 12% реагента 2КС в растворе гель образуется, а количество осадка в растворе не превышает 2-3 %, при массовом содержании реагента 2КС 14% гель получается более прочный, но количество осадка возрастает до 6%, при 16% содержании реагента 2КС, гель так же образуется, но количество осадка возрастает до 17%.

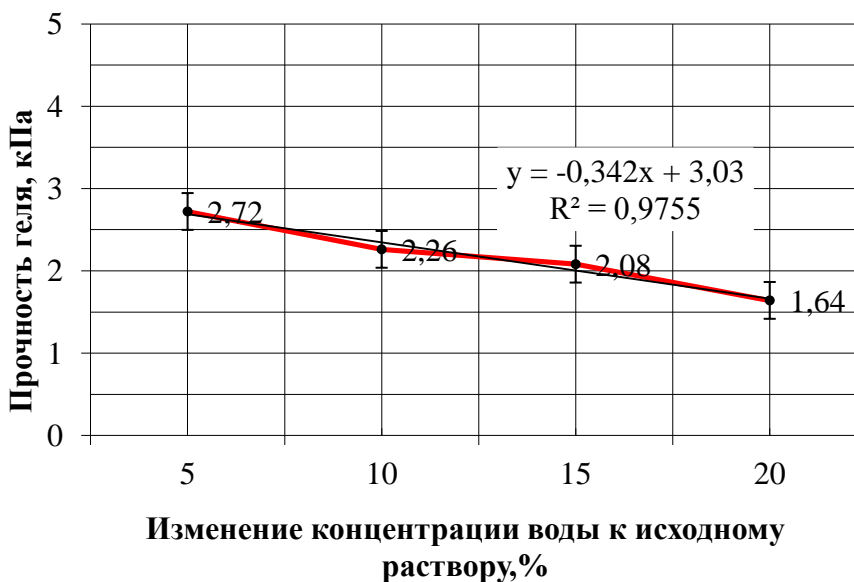


Рисунок 6. Зависимость прочности геля от изменения концентрации воды к исходному раствору, исходная концентрация раствора 10% HCL и 14% масс. концентрация реагента 2КС

Изучение влияния разбавления гелеобразующего состава «КАС» в пластовых условиях, выполнялось путем добавления воды к готовому раствору 10 % HCl и 14 % масс. концентрации реагента 2КС. Анализ результатов приведенных на рисунке 6 показывает, что с увеличением концентрации воды в растворе до 20% снижение прочности геля не существенно и разница составляет 1 кПа. При дальнейшем разбавлении водой происходит снижение прочности геля, а при добавлении 30% воды в раствор композиции, гель не образуется. Полученный результат свидетельствует, что разбавление состава «КАС» водой в пластовых условиях отрицательно влияет на прочностные характеристики образующегося геля.

Изучение влияния минерализации пластовых вод на время гелеобразования композиции «КАС» исследовалось при различных концентрациях реагента 2КС и соляной кислоты. Эксперимент выполнялся в следующей последовательности: в раствор соляной кислоты заданной концентрации готовился на минерализованной воде с последующим добавлением расчетного объема реагента 2КС. Минерализация воды варьировалась за счет разбавления пресной водой. Зависимость времени гелеобразования от плотности минерализованной воды представлена на рисунке 7.

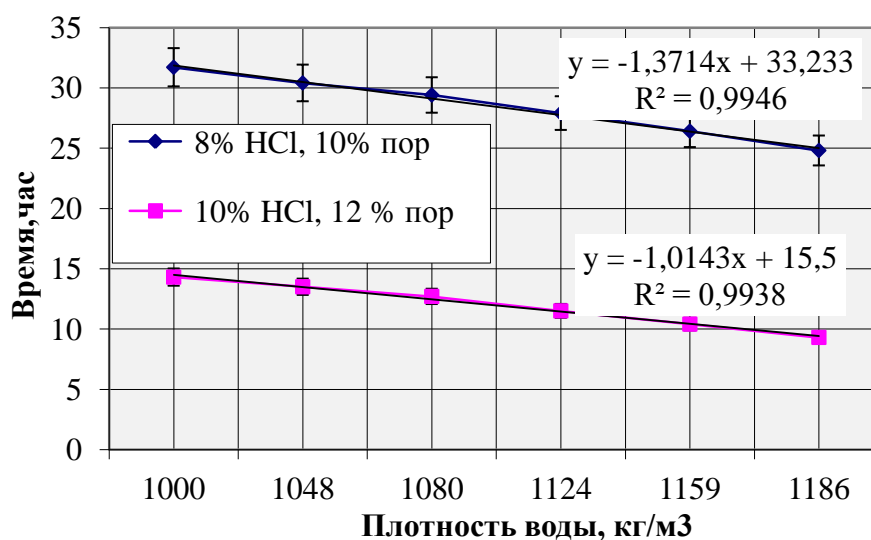


Рисунок 7. Зависимость времени гелеобразования от плотности воды (при температуре 24-26 °С)

Состав минерализованных вод представлен, в основном, солями натрия, калия, кальция и в незначительной степени солями магния. Установлено, что присутствие катионов Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} в кислых растворах рассматриваемого реагента 2КС, приготовленного на минерализованной воде, приводит к уменьшению времени гелеобразования по сравнению с растворами, приготовленными на дистиллированной воде. Это может быть объяснено коагулирующим действием катионов Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , присутствующих в воде, и уменьшением агрегативной устойчивости коллоидного раствора, ведущему к возрастанию скорости структурирования частиц золя.

Для экспериментальной зависимости, представленной на рисунке 7, был выполнен регрессионный анализ, позволивший получить однофакторную зависимость (2). Он выполнен в виде примера для соотношения компонентов в смеси 8% HCl и 10% реагента 2КС:

$$\frac{t_{\text{минер}}}{t_{\text{пресн}}} = -1,15 * \frac{\rho_{\text{минер}}}{\rho_{\text{пресн}}} + 2,16 \quad (2)$$

где $\rho_{\text{минер}}$ – плотность минерализованной воды, кг/м³;

$\rho_{\text{пресн}}$ – плотность воды, кг/м³;

$t_{\text{минер}}$ – время гелеобразования состава, приготовленного на воде с плотностью $\rho_{\text{минер}}$, час;

$t_{\text{пресн}}$ – время гелеобразования состава, приготовленного на пресной воде с плотностью $\rho_{\text{пресн}}$, час.

Полученная зависимость (2) позволяет оценить изменение времени гелеобразования композиции «КАС» с учетом влияния минерализации пластовой воды. В промышленных условиях при приготовлении композиции «КАС» не удастся достигать необходимой точности дозировки реагентов. Поэтому контроль за качеством приготовления композиции «КАС» в промышленных условиях, возможно, осуществлять при помощи экспресс методов. Первый способ связан с изменением плотности состава «КАС» в ходе приготовления композиции. Второй способ – экспресс метод учитывающий рост температуры. Известно, что температура увеличивает скорость реакции в несколько раз, поэтому, необходимо после приготовления состава, отобрать пробу. При этом следует замерить начальную плотность состава «КАС», и далее поместить пробу в водяную баню и нагреть при температуре 90 °С до момента образования геля. При этом следует контролировать температуру термометром. Полученные в ходе эксперимента результаты измерений времени гелеобразования при комнатной температуре (22-24 °С) и при нагреве на водяной бане до 90 °С и ростом плотности состава приведены в таблице 1 и 2.

Таблица 1. Экспресс методика определения геля по температуре

Исходная концентрация реагентов, %	Время гелеобразования при температуре, мин	
	22-24 °С	90 °С
8% HCL-10% 2КС	1900	120-130
8% HCL-12% 2КС	1470	25-30
10% HCL-14% 2КС	810	10-15

Таблица 2. Плотность состава при различном соотношении реагентов после перемешивания в течение 30 мин, (пресная вода)

Концентрация кислоты	Масс. содержание 2КС	Плотность состава
%	%	кг/м ³
8	10	1108-1109
8	12	1112-1114
10	12	1136-1138
10	14	1138-1139
12	14	1150-1152
12	16	1162-1164

Для успешного загеливания в пластовых условиях приготовленных порций композиций «КАС», необходимо, чтобы плотность отобранных проб соответствовала расчетной плотности (таблица 2), а именно той которой достигается гелеобразование.

Реологические исследования выполнялись на капиллярном и ротационном вискозиметрах. Из полученных результатов эксперимента (рисунок 8) видно, что разработанный гелеобразующий состав «КАС» при различных концентрациях реагентов сухого реагента 2КС и соляной кислоты в растворе, в течение первых нескольких часов (индукционный период) представляет собой маловязкую жидкость с исходной кинематической вязкостью 1,3-2,8 мм²/с, и с последующим резким ростом вязкости и переходом раствора в гель (послеиндукционный период).

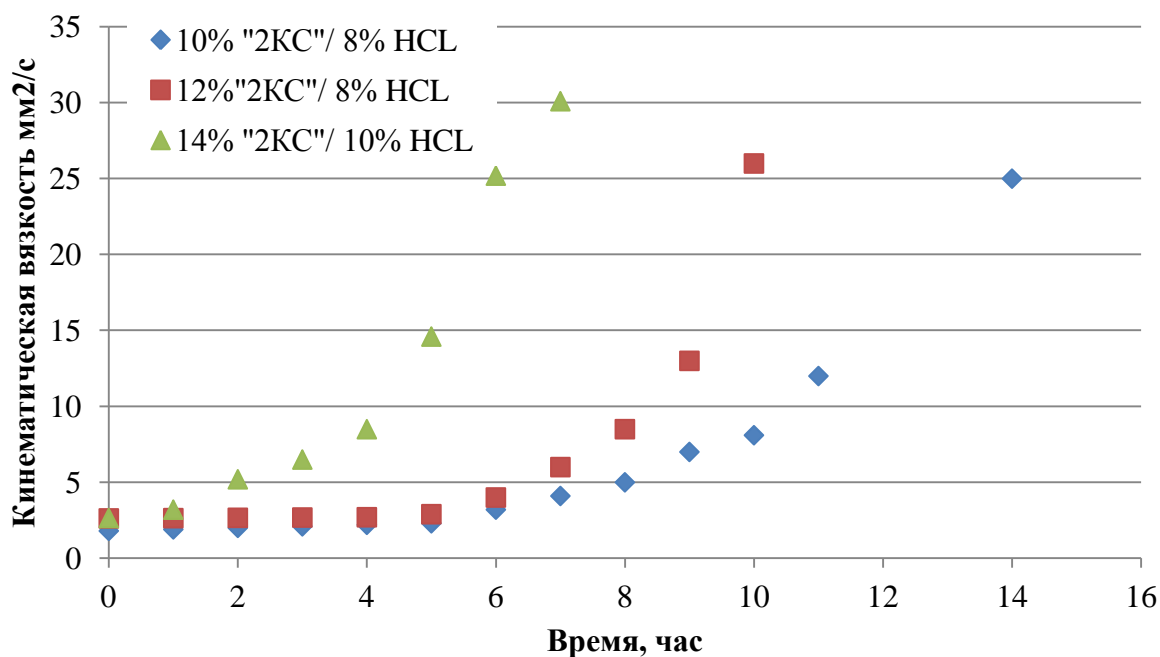


Рисунок 8. Зависимость изменения кинематической вязкости гелеобразующей композиции «КАС» от времени, обозначения: 10/8, цифра 8 – концентрация водного раствора HCL, %, а цифра 10 – массовая концентрация реагента 2КС в водном растворе кислоты, %

Измерения эффективной вязкости выполнялось на реометре VT-550 (фирмы «Нааке» Германия) при различных скоростях сдвига. Получено, что исходная эффективная вязкость гелей при малых скоростях сдвига достигает 26900 мПа•с и выше. При достижении скоростей сдвига 150 с^{-1} эффективная вязкость снижается (рисунок 9) и остается постоянной в пределах 10-50 мПа•с.

При уменьшении концентрации реагента «КАС» в составе от 12% до 10% начальная эффективная вязкость гелеобразующего состава уменьшается, но остается достаточно высокой - 19400 мПа•с (рисунок 9). При снижении концентрации реагента 2КС до 4-6% в растворе при одновременном снижении концентрации соляной кислоты до 6-8% время начала гелеобразования достигает нескольких суток и образующиеся гели имеют непрочную структуру с низкой эффективной вязкостью.

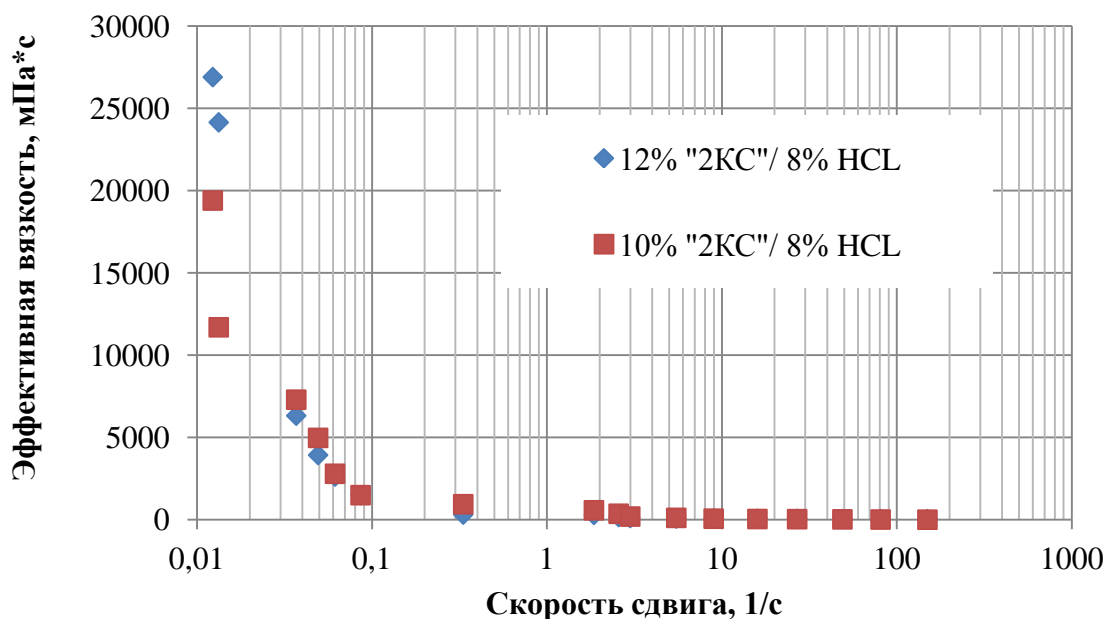


Рисунок 9. Зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига

Реологические характеристики образовавшегося геля в логарифмических координатах, представлены на рисунке 10. Из полученных результатов видно, что кривая носит прямолинейный характер. Это еще раз доказывает, что данный состав относится к неньютоновской жидкости.

Закачку гелеобразующего состава в пласт необходимо выполнять во время индукционного периода гелеобразования, т.е. когда вязкость раствора минимальна. При выдерживании образовавшихся гелей в течение 2-х суток их прочность увеличивается, в случае использования гелеобразующего состава в качестве водоизолирующего материала, необходимо создавать условия для формирования геля в пласте и укрепления его структуры (выдерживать скважины в покое 2-5 суток).

Проведенные исследования по изучению влияния изменения температуры на вязкость и прочность гелеобразования композиции «КАС», выявили основную причину, влияющую на процесс формирования геля, которая связана со скоростью формирования структуры геля.

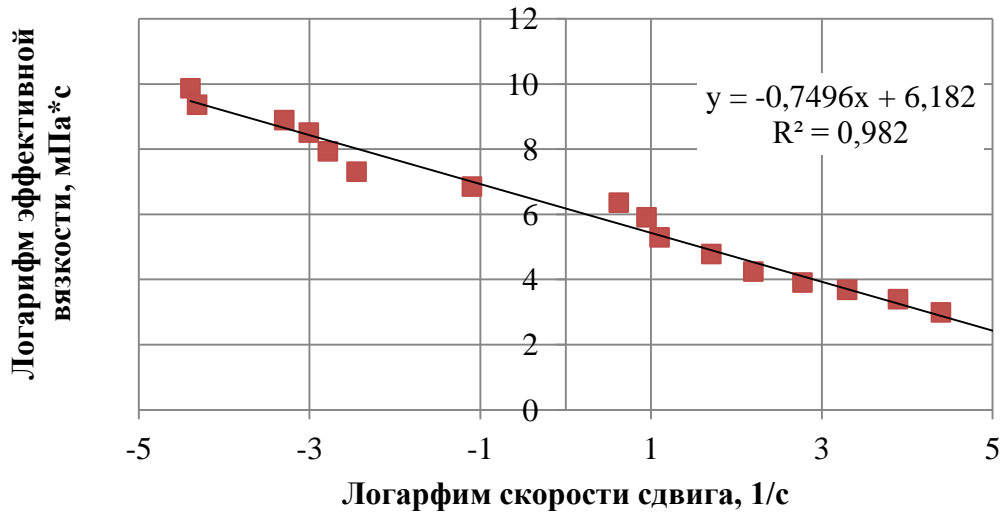


Рисунок 10. Зависимость эффективной вязкости ГОС от скорости сдвига для образца 10% 2КС + 8% НС1 в логарифмических координатах

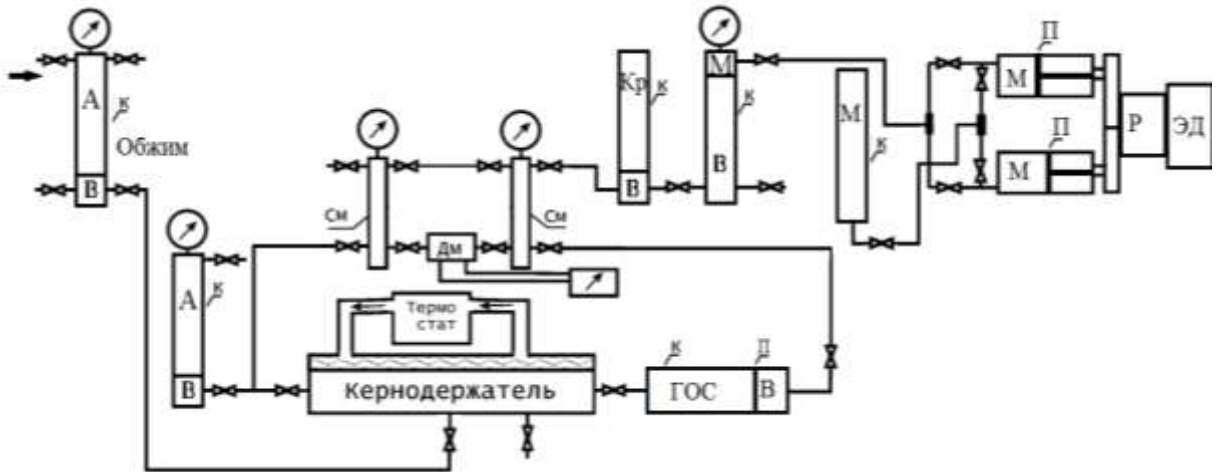


Рисунок 11. Схема фильтрационной установки:

Дм-дифференциальный манометр; К-колонка; П-поршень; Р-редуктор; См-стойка манифольда; ЭД-электродвигатель; А-азот; В-вода; Кр-керосин; М-масло; ГОС-гелеобразующий состав

Были проведены фильтрационные эксперименты для определения блокирующей способности композиции «КАС» на керновом материале Юсуповской площади Арланского месторождения. Эксперименты проводились на фильтрационной установке, схема которой представлена на рисунке 11. Эксперименты производились для композиции с соотношением реагентов 8 % концентрации соляной кислоты и 12 % масс. содержания реагента 2КС, при этом определено время гелеобразования

составляющее 24,5 часа, установленное при комнатной. В фильтрационных экспериментах основными критериями эффективности блокирования промытых зон являются: максимальный градиент давления во время прорыва воды, градиент давления после прорыва воды и остаточный фактор сопротивления, который определяется отношением градиентов давлений до и после воздействия гелеобразующим составом на породу.

Таблица 3. Начальные условия и результаты фильтрационного эксперимента

Параметр	ед. измер	Показатель
Пористость образца г.п.	%	24,7
Поровый объем	см ³	6,2
Длина образца г.п.	см	3,8
Диаметр образца г.п.	см	2,8
Объем образца породы	см ³	25,1
Расход жидкости, 10 ⁻⁸	м ³ /с	1,73
Фазовая проницаемость по воде до закачки геля, 10 ⁻³	мкм ²	219,5
Максимальный градиент давления при прорыве воды после закачки геля	МПа/м	90,8
Градиент давления после закачки геля	МПа/м	84,7
Фазовая проницаемость по воде после закачки геля	мД	1,4
Остаточный фактор сопротивления	ед.	156,8

Характеристики образца керна представлены в таблице 3. Последовательность эксперимента следующая: определить исходную фазовую проницаемость керна на модели пластовой воды; прокачка 3-х объемов гелеобразующей композиции «КАС»; время выдержки композиции «КАС» в породе в течение 26 часов, которая необходима для его упрочнения. Результаты фильтрационного эксперимента представлены на рисунке 12 и в таблице 3.

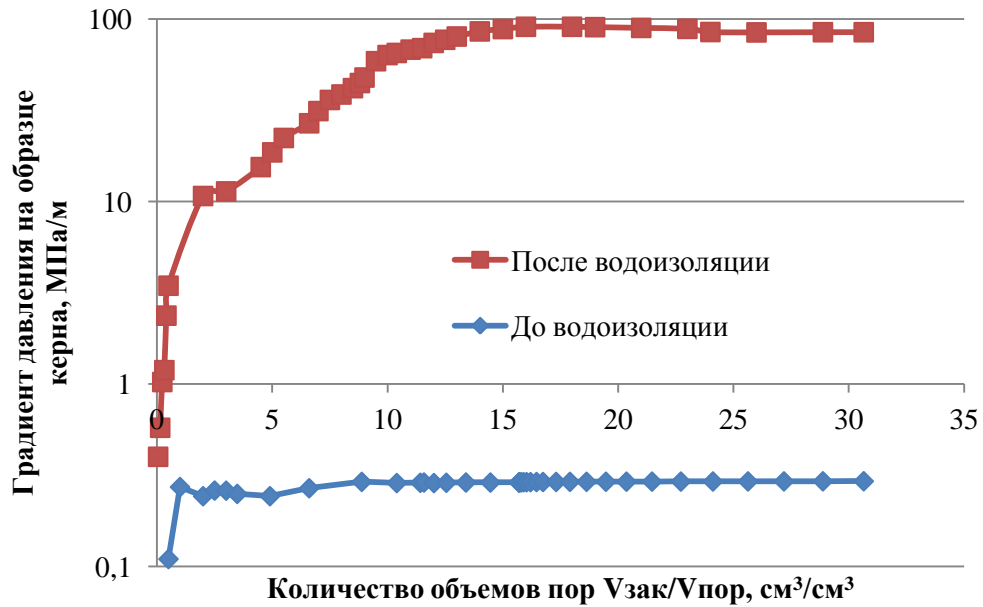


Рисунок 12. Динамика градиента давления на образце керна

Выводы

Установлены преимущества предложенной гелеобразующей композиции «КАС» по сравнению с аналогичными составами, а именно:

а) регулируемое время гелеобразования от нескольких часов до нескольких суток;

б) высокая пластическая прочность данных составов, изменяющаяся от 1,5 для слабых рыхлых гелей и до 20 кПа для очень прочных гелей;

в) низкая стоимость и доступность компонентов данной гелеобразующей композиции («КАС»);

г) высокая технологичность приготовления гелеобразующей композиции, возможность приготовления непосредственно на устье скважины, с использованием экспресс методик;

д) закачку гелеобразующего состава в пласт необходимо выполнять во время индукционного периода гелеобразования при условии минимальной вязкости раствора, при этом динамическая вязкость соответствует величине 1-3 мПа*с, позволяющей доставлять состав в пласт без особых усилий;

е) прочность геля достаточна для того, чтобы выдержать высокие перепады давления более 70 МПа/м, которых в пластовых условиях достичь практически не возможно, что позволяет рекомендовать данный состав для блокирования промытых зон пласта и возможной ликвидации заколонных перетоков.

Список используемых источников

1 Дополнения к проекту разработки Арланского нефтяного месторождения (ОАО «АНК «Башнефть») от 23.12.2010: протокол ЦКР Роснедр УВС от 23.12.2010 года № 4991. Уфа, 2010. 404 с.

2 Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. 285.: ил.

3 Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. М.: Недра, 1998. 397с.

4 Блажевич В.А., Умрихина Е.Н., Уметбаев В.Г. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра, 1981. 237 с.

References

1 Dopolnenija k proektu razrabotki Arlanskogo neftjanogo mestorozhdenija (OAO «ANK «Bashneft'») ot 23.12.2010: protokol CKR Rosnedr UVS ot 23.12.2010 goda № 4991. Ufa, 2010. 404 s. [in Russian].

2 Gazizov A.Sh., Gazizov A.A. Povyshenie jeffektivnosti razrabotki neftjanyh mestorozhdenij na osnove ogranichenija dvizhenija vod v plastah. M.: ООО «Nedra-Biznescentr», 1999. 285.: il. [in Russian].

3 Lenchenkova L.E. Povyshenie nefteotdachi plastov fiziko-himicheskimi metodami. M.: Nedra, 1998. 397s. [in Russian].

4 Blazhevich V.A., Umrihina E.N., Umetbaev V.G. Remontno-izoljacionnye raboty pri jekspluatácii neftjanyh mestorozhdenij. M.: Nedra, 1981. 237 s. [in Russian].

Сведения об авторах

About the Authors

Акчурин Х.И., канд. техн. наук профессор ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

H.I. Akchurin, Candidate of Engineering Sciences, Professor, FSBEI HPE "Ufa State Petroleum Technological University", Ufa, the Russian Federation

Насрыев А.М., преподаватель кафедры «Разработка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

A.M. Nasryev, Postgraduate Student, Lecturer of "Oil and gas fields development" Chair, FSBEI HPE "Ufa State Petroleum Technological University", Ufa, the Russian Federation

e-mail: a1989ainur@mail.ru

Ленченков Н.С., канд. техн. наук., главный научный сотрудник ОАО «Азимут», г. Уфа, Российская Федерация

N.S. Lenchenkov, Candidate of Engineering Sciences, Supervisor in JSC "Azimut", Ufa, the Russian Federation

Ленченкова Л.Е., д-р техн. наук профессор кафедры «Разработка нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

L.E. Lenchenkova, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Chair "Oil and gas fields development", FSBEI HPE "Ufa State Petroleum Technological University", Ufa, the Russian Federation