



МИНИСТЕРСТВО  
ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ  
И СВЯЗИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
СВЯЗИ  
(РОССВЯЗЬ)

ул. Тверская, д. 1, Москва, 125075  
Телефоны: 771-82-33  
Факс: 771-87-54  
E-mail: rsvia@minsvyaz.ru

№

от

**РАЗРЕШЕНИЕ**

на использование радиочастот или радиочастотных каналов

№ 06-000274

От 06.04.2006  
(дата выдачи)

Срок действия до: 06.04.2016  
(дата)

В соответствии со статьей 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «О связи» Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация и Связь-Сервис" (далее — пользователь) имеет право на использование радиочастот или радиочастотных каналов при соблюдении необходимых условий использования радиочастот или радиочастотных каналов для радиосвязных средств гражданского назначения, установленных в приложении к настоящему разрешению.

Место нахождения (жительства) пользователя: ул. Заводная, д.8, город Мегион, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, 628684

ИНН: 8605016748

Служба радиосвязи: сухопутная подвижная

Назначение РЭС: выделенная сеть связи

Район установки РЭС: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра

Основание: заключение от 12.10.2005 № АК-1747/03, решение ГКРЧ от 13.05.1995 № 30/5 и заключение экспертизы о возможности использования радиосвязных средств и об их электромагнитной совместимости с действующими и планируемыми для использования радиосвязными средствами от 20.07.2005 № 03-3-0098/05

Приложение: Условия использования радиосвязи или радиочастотных каналов от 3 д. в 1 экз.

Уполномоченный

А.Д. Герасимович

разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов выдано на основании заявления пользователя

## 2. Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов конкретного РЭС.

2.1. Работа абонентских станций разрешается только в пределах зон обслуживания соответствующих базовых станций.

2.2. В зоне действия базовых станций БС-1 и БС-3 разрешается установка абонентских стационарных радиостанций с мощностью излучения до 10 Вт, высотой подвеса антенн до 10 м и коэффициентом усиления антенн до 9 дБ.

2.3. Действие разрешения от 27.06.2003 № 083-05-02/30567 прекращается с момента перерегистрации РЭС.

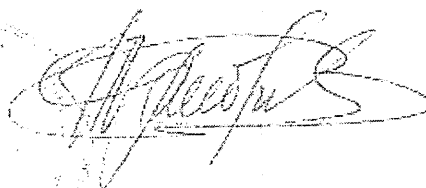
## 3. Частотно-территориальный план радиоэлектронного средства (сети).

Основные технические характеристики оборудования сети		
Типы РЭС	Базовые - VX-2000; абонентские стационарные и возимые - FTL-2011, FTL-7011, GM-350, IC-F621, VX-2000, VX-2000U40, VX-3000, VXR-5000, VXR-7000, носимые - VX-10, VX-800	
Диапазон рабочих частот	на передачу	401,0 - 406,0 МГц
	на прием	401,0 - 406,0 МГц
Класс излучения	16K0F1D	
Мощность излучения АС	стационарных - до 10 Вт, возимых - до 10 Вт, носимых - до 2 Вт	

№ РЭС в БД Обозначение в сети	Место установки РЭС, географические координаты (широта, долгота)	Высота подвеса антенны от уровня земли	Кэффи- циент усиления антенны	Азимут главного луча / поляриза- ция антен- ны	Мощность несущей на выходе передат- чика (на канал)	Ме- та- данные	Частоты	
							передачи БС	приема БС (при приеме АС)
1335485 БС-1	с.г.д. м.г.г. Сургутский рп, Западно- Асомкинское м/р, ДНС-1 60N54 73E50	23	9,0	0-360/ верти- кальная	10,0		402,7250	402,7250
1335487 БС-2	Нижнеартемовский рп, Ватинское м/р 61N05 76E05	40	9,0	0-360/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335488 АС-1	Нижнеартемовский рп, Ватинское м/р, ДНС-3 61N07 75E58	20	9,0	117/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335489 АС-2	Нижнеартемовский рп, Ватинское м/р, ДНС-4 61N03 75E00	20	9,0	333/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750

1335524 АС-3	Нижневартовский рп. Ватинское м/р, КНС-5 61N06 76E08	20	9,0	258/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335525 АС-4	Нефтеюганский рп. Ватинское м/р, КНС-7 61N06 73E52	20	9,0	104/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335526 АС-5	Нижневартовский рп. Ватинское м/р, КНС-8 61N05 76E06	20	9,0	257/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750
1335527 ВС-3	Сургутский рп. Западно- Леомкинское м/р 60N54 73E30	23	9,0	0-360/ верти- кальная	10,0		402,9750	402,9750

Руководитель  
Федерального агентства связи



А.В. Бескровайный

0-11-11

Приложение  
к разрешению на использование  
радиочастот или радиочастотных каналов  
от «04.04.2006» № 06-000274

## Условия использования радиочастот или радиочастотных каналов

### 1. Общие условия использования радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с законодательством Российской Федерации и иными правовыми актами.

1.1. Места установки, тип и основные технические характеристики РЭС, а также используемые радиочастоты или радиочастотные каналы должны соответствовать частотно-территориальному плану.

1.2. Ввод РЭС в эксплуатацию должен быть осуществлен пользователем радиочастотным спектром в течение одного года с момента присвоения (назначения) радиочастот или радиочастотных каналов. Продление данного срока не допускается, за исключением РЭС, вводимых в эксплуатацию в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, для которых допускается продление срока ввода в эксплуатацию до двух лет.

1.3. РЭС, используемые в соответствии с настоящим разрешением, подлежат регистрации. Использование РЭС без регистрации не допускается.

1.4. Предоставленное право на использование радиочастот или радиочастотных каналов в соответствии с настоящим разрешением не может быть передано одним пользователем радиочастотным спектром другому пользователю без решения Федерального агентства связи.

1.5. Присвоение (назначение) радиочастот или радиочастотных каналов может быть изменено в интересах обеспечения нужд государственного управления, обороны страны, безопасности государства и обеспечения правопорядка, с возмещением владельцам РЭС убытков, причиненных изменением радиочастоты или радиочастотного канала.

Принудительное изменение радиочастот или радиочастотных каналов пользователя радиочастотным спектром допускается только в целях предотвращения угрозы жизни или здоровью человека и обеспечения безопасности государства, а также в целях выполнения обязательств, вытекающих из международных договоров Российской Федерации.

1.6. Пользователь радиочастотным спектром должен прекратить использование радиочастот или радиочастотных каналов при введении временных ограничений (запретов) на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также работу РЭС на передаче при проведении специальных мероприятий и в чрезвычайных ситуациях.

1.7. Пользователь обязан вносить плату за использование радиочастотного спектра.

1.8. Прокладывание срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов осуществляется на основании заявления пользователя радиочастотным спектром, которое представляется в Федеральное агентство связи не менее чем за 30 дней до истечения срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.

1.9. В случае выявления нарушения условий использования радиочастот или радиочастотных каналов, действие разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов может быть приостановлено Федеральным агентством связи на срок, необходимый для устранения этого нарушения, но не более чем на девяносто дней.

1.10. Разрешение на использование радиочастот или радиочастотных каналов прекращается, если срок действия такого разрешения не продлевается в случае выявления пользователем радиочастотным спектром условий, установленных в разрешении на использование радиочастот или радиочастотных каналов, а также по другим основаниям, установленным п. 1. ст. 24 Федерального закона от 07.07.2003 № 126-ФЗ «Об связи».

1.11. При наличии в документах, представленных одним из недостоверной или недостоверной информации, позволяющей на основании решения о присвоении (назначении) радиочастот или радиочастотных каналов, Федеральное агентство связи вправе обратиться в суд с требованием о признании или прекращении срока действия разрешения на использование радиочастот или радиочастотных каналов.



**«Обустройство Западно-Асомкинского месторождения нефти. Куст скважин №39»**  
(полное наименование объекта)

Российская Федерация, Тюменская область, Ханты – Мансийский автономный округ  
Югры, Сургутский район, Западно-Асомкинский лицензионный участок.  
(адрес расположения объекта)

№ п/п	Признаки	Идентификация по признакам	Примечание
<b>Куст скважин №39 (технологическое оборудование, сооружения кустов скважин)</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены: - для добычи и замера продукции скважин (нефть, газ, вода); - для закачки пластовой воды в систему ППД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относится.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Опасность селей, лавин, оползней, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относится к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ – нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – АП и А, ВП и В, ДП и Д соответственно.	В соответствии с главами 7 и 8 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>Нефтебсор от куста скважин №39 до точки врезки в существующую систему</b>			
1	Назначение	Проектируемые сооружения предназначены для транспорта продукции скважин до точек врезок в существующую систему сбора продукции скважин	

2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относится.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относится к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ - нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности - АН (узлы установки арматуры)	В соответствии с главой 7 Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>Высокоопасный водовод от точки отбора существующей системы до скважины №29</b>			
1	Назначение	Престроенное сооружение, предназначенное для транспортировки продукции от существующей системы ПИД до ВГ куестовой площадки и далее до скважины ПИД.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относится.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Относится к опасным производственным объектам.	Наличие опасных веществ - нефти и газа
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категория наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности	В соответствии с главой 7



		- АН (узлы установки арматуры)	Федерального закона №123-ФЗ от 22.07.2008г.
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	
<b>ВЛ-6кВ на куст скважин №39</b>			
1	Назначение	Электроснабжение проектируемых объектов куста скважин.	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся.	
3	Возможность опасных природных процессов и явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	Вероятность землетрясений, карстовых явлений в районе строительства ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относятся к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывоопасная опасность	Категорически отсутствуют.	См. пункт 5.2. Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Повышенный	проектируется в одном коридоре с нефтегазосборными трубопроводами (опасными производственными объектами).
<b>Автомобильная дорога на куст скважин №39</b>			
1	Назначение	Внутрипромысловые автомобильные дороги – обеспечивают транспортную связь проектируемых сооружений с объектами месторождения	
2	Принадлежность к объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, функционально-технологические особенности которых, влияют на их безопасность	К объектам транспортной инфраструктуры и к другим объектам, влияющим на их безопасность, не относятся	Не входят в перечень, приведенный в п.11 статьи 48.1 Градостроительного кодекса РФ
3	Возможность опасных природных процессов и	Вероятности землетрясений, карстовых явлений в районе строительства	

	явлений и техногенных воздействий на территории, на которой будут осуществляться строительство, реконструкция и эксплуатация здания или сооружения	ничтожно мала. Оползни, сели, лавины, наводнения, ураганы и смерчи отсутствуют.	
4	Принадлежность к опасным производственным объектам	Не относится к опасным производственным объектам.	
5	Пожарная и взрывопожарная опасность	Категорированию не подлежат	Статья 27 Федерального закона №123-ФЗ
6	Наличие помещений с постоянным пребыванием людей	Нет	
7	Уровень ответственности	Нормальный	

Начальник ОПИОМ ДПРШОМ

Д.В. Волков

## УСРЕДНЕННЫЕ СВОЙСТВА ЗАЛЕЖЕЙ

### Месторождение Западно-Асомкинское

#### Залежь пласта ПК7-18 Западно-Асомкинского месторождения

Плотность	1,017	кг/м <sup>3</sup>
<b>Залежь пласта Ю2 Западно-Асомкинского месторождения</b>		
Объемный коэффициент нефти	1,136	д.е.
Вязкость нефти в пластовых условиях	,8	мПа*с
Плотность	1,017	кг/м <sup>3</sup>
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,51	д.е.
Давление насыщения нефти газом	11,57	МПа
Давление первоначальное пластовое	30,4	МПа
Температура залежи	97	град С
Газовый фактор	71,3	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Плотность в пластовых условиях	,754	кг/м <sup>3</sup>
Плотность в нормальных условиях	,856	кг/м <sup>3</sup>

#### Залежь пласта Ю2 З-Асомкинского м-я Северо-Асомкинского л.у.

Объемный коэффициент нефти	1,136	д.е.
Давление первоначальное пластовое	30,4	МПа
Давление насыщения нефти газом	11,57	МПа
Плотность в пластовых условиях	,754	кг/м <sup>3</sup>
Плотность в нормальных условиях	,856	кг/м <sup>3</sup>
Плотность	1,017	кг/м <sup>3</sup>
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,49	д.е.
Газовый фактор	72,8	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Пластовое давление	30,4	МПа
Вязкость нефти в пластовых условиях	,812	мПа*с

#### Залежь пласта Ю2 Сортымский З-Асомкинского месторождения

Объемный коэффициент нефти	1,136	д.е.
Давление первоначальное пластовое	30,4	МПа
Давление насыщения нефти газом	11,57	МПа
Плотность в пластовых условиях	,754	кг/м <sup>3</sup>
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,49	д.е.
Газовый фактор	72,8	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Плотность	1,017	кг/м <sup>3</sup>
Плотность в пластовых условиях	,856	кг/м <sup>3</sup>
Плотность в нормальных условиях	,841	кг/м <sup>3</sup>
Температура	91	град С
Пластовое давление	30,4	МПа
Вязкость нефти в пластовых условиях	,812	мПа*с

#### Залежь пласта Ю01 Западно-Асомкинского месторождения

Содержание парафина	1,6	%
Вязкость нефти в пластовых условиях	,812	мПа*с
Содержание серы	,99	%
Объемный коэффициент нефти	1,288	д.е.
рН	8,2	ст
Коэффициент переводной нефти в ПУ	1,49	д.е.
Содержание воды НС(О3)-	16,098	мл/окв
Содержание воды ОН-	301,016	мл/окв
Содержание воды Сил2-	11,577	мл/окв
Газовый фактор	74,849	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Плотность	1,017	кг/м <sup>3</sup>

## УСРЕДНЕННЫЕ СВОЙСТВА ЗАЛЕЖЕЙ

Плотность	1,122	кг/м <sup>3</sup>
Плотность в пластовых условиях	,734	кг/м <sup>3</sup>
Плотность в нормальных условиях	,841	кг/м <sup>3</sup>
Давление первоначальное пластовое	28,8	МПа
Давление насыщения нефти газом	11,57	МПа
Вязкость динамическая в пластовых условиях	,812	мПа*с
Температура залежи	92	град С
Температура	90	град С
Пластовое давление	29,7	МПа
<b>Залежь пласта Ю01 Сортымская 3-Асомкинское месторождения</b>		
Содержание серы	,99	%
Вязкость нефти в пластовых условиях	,812	мПа*с
Температура	90	град С
Пластовое давление	29,7	МПа
Объемный коэффициент нефти	1,288	д.е.
Плотность в нормальных условиях	,841	кг/м <sup>3</sup>
pH	8,2	ед
Давление первоначальное пластовое	28,8	МПа
Давление насыщения нефти газом	11,57	МПа
Вязкость динамическая в пластовых условиях	,812	мПа*с
Температура залежи	92	град С
Коэффициент переходной нефти в ПУ	1,49	д.е.
Содержание иона НСО <sub>3</sub> (-)	16,098	мг-экв
Содержание иона Cl(-)	301,016	мг-экв
Содержание иона Ca(2+)	11,537	мг-экв
Газовый фактор	11,319	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Плотность	1,057	кг/м <sup>3</sup>
Плотность	1,121	кг/м <sup>3</sup>
Плотность в пластовых условиях	,734	кг/м <sup>3</sup>
<b>Залежь пласта I-21(19) Сортымская 3-Асомкинское месторождения</b>		
Содержание парабенди	1,04	%
Пластовое давление	25	МПа
Вязкость нефти в пластовых условиях	5,071	мПа*с
Температура	75	град С
pH	7,45	ед
Давление первоначальное пластовое	24,9	МПа
Давление насыщения нефти газом	8,52	МПа
Вязкость динамическая в пластовых условиях	5,071	мПа*с
Температура залежи	78	град С
Коэффициент переходной нефти в ПУ	1,242	д.е.
Содержание иона CO <sub>3</sub> (2-)	11,671	мг-экв
Содержание иона НСО <sub>3</sub> (-)	12,362	мг-экв
Содержание иона Cl(-)	283,329	мг-экв
Газовый фактор	35,24	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Плотность	1,017	кг/м <sup>3</sup>
Плотность	1,106	кг/м <sup>3</sup>
Плотность в пластовых условиях	,812	кг/м <sup>3</sup>
Плотность в нормальных условиях	,881	кг/м <sup>3</sup>
Содержание серы	1,62	%

## УСРЕДНЕННЫЕ СВОЙСТВА ЗАЛЕЖЕЙ

Объемный коэффициент дефлации

$1,10^4$

д.с.

Таблица 1. Свойства пластовой нефти по продуктивным пластам,  
Западно-Асомкинское месторождение

Наименование параметра	БС <sub>III</sub> <sup>1,2</sup>	
	диапазон значений	среднее значение
1	2	3
Пластовое давление, МПа	24,5 - 25,7	25,5
Пластовая температура, °С	72 - 74	73
Давление насыщения, МПа	8,1 - 10,6	9,4
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	39,1 - 58,6	49,1
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т	33,3 - 41,2	43,4
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	797,3 - 864,0	830,9
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	5,08 - 5,23	5,15
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 <sup>-1</sup>		
Плотность нефтяного газа, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании		
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	873,0 - 904,3	885,6
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	870,0 - 883,0	876,5

Продолжение таблицы 3.3.1

Наименование параметра	ЮС <sub>1</sub> <sup>1</sup>	
	диапазон значений	среднее значение
1	2	3
Пластовое давление, МПа	24,5 - 25,9	25,5
Пластовая температура, °С	72 - 74,3	73
Давление насыщения, МПа	7,8 - 28,7	11,6
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	63,2 - 113,7	94,4
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т	65,4 - 280,0	94,3
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	623 - 770	720
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	0,54 - 2,09	1,69
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 <sup>-1</sup>	8,9 - 15,3	12,6
Плотность нефтяного газа, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	1,13 - 1,32	1,23
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0,97 - 1,18	1,09
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	834,6 - 874,4	852
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	837,0 - 873,0	837

Продолжение таблицы 3.3.2

Наименование	кол-во исследованных		КС <sup>1</sup>	
	скважин	проб	диапазон изменения	среднее значение
I	14	15	16	17
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	9	9	839,0 - 867,0	849,4
Вязкость, мПа·с				
при 20 °С	9	9	4,48 - 18,17	8,2
при 50 °С	9	9	2,34 - 6,92	3,7
Молекулярный вес, г/моль	9	9	191 - 262	209,0
Массовое содержание, %				
серы	9	9	0,8 - 1,98	1,1
смол силикагелевых	9	9	1,13 - 10,28	5,2
асфальтенов	9	9	0,09 - 0,46	0,3
парафинов	9	9	1,2 - 2,5	1,8
воды	3	3	отс	отс
механических примесей	2	2	отс	отс
Температура плавления парафина, °С	3	3	51,9 - 63,0	55,7
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 160 °С	8	8	2,0 - 8,0	6,6
до 150 °С	9	9	7,0 - 17,5	15,0
до 200 °С	9	9	19,5 - 28,0	21,5
до 250 °С	9	9	27,5 - 38,0	31,8
до 300 °С	9	9	42,7 - 50,5	45,8

3. Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти по продуктовым пластам. Западно-Асомкинское месторождение

Наименование параметра	При однократном ригазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном ригазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Массовая концентрация компонентов, %					
- сероводород	-	-	-	-	-
- диоксид углерода	0,29	-	0,28	-	0,08
- метан	0,94	-	0,11	-	0,64
- этан	-	-	-	-	-
- пропан	79,48	0,300	89,02	-	21,40
- бутан	3,93	0,160	3,72	-	1,68
- пентан	9,01	1,025	4,67	-	3,55
- гексан	1,82	0,565	0,56	-	1,01
- гептан	3,47	2,250	1,12	-	3,12
- октан	0,35	1,141	0,28	-	1,28
- декан	0,58	1,215	0,22	-	1,11
- додекан	0,04	0,015	0,05	-	-
- тридекан	-	-	-	-	0,010
- тетрадекан (C <sub>14</sub> )	-	-	-	-	-
- пентадекан (C <sub>15</sub> )	-	-	-	-	-
- гексадекан (C <sub>16</sub> )	-	-	-	-	-
- октадекан (C <sub>18</sub> )	-	-	-	-	-
Молярная масса средняя	-	-	-	-	280
Плотность	-	-	-	-	-
- при 20 °С	0,773	-	-	-	-
- при 60 °С	-	-	-	-	-
Отношение массы выделившегося газа к массе нефти, кг/м <sup>3</sup>	-	-	-	875,1	-



Продолжение таблицы 3.3.3

Наименование параметра	ЮС <sup>1</sup>				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Истинная нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Мольная концентрация компонентов, %					
- сероводород	-	-	-	-	-
- азот	-	-	-	-	-
- углекислый газ	1,55	-	2,03	-	-
- водород	1,22	-	2,03	-	-
- метан	0,021	-	0,02	-	-
- этан	60,68	-	60,50	-	-
- пропан	10,00	0,010	11,19	-	-
- бутан	14,50	0,200	12,70	-	-
- пентан	1,04	0,160	1,07	-	-
- гексан	8,40	0,340	8,17	-	-
- гептан	0,73	0,170	-	-	-
- октан	1,25	0,100	-	-	-
- декан	0,005	0,004	-	-	-
- септан	0,209	-	0,001	-	-
- н-тридекан	-	-	-	-	-
Мольная концентрация компонентов, %					
Мольная концентрация компонентов, %					
Плотность, г/см <sup>3</sup>					
газ, 0,021%	1,054	-	0,937	-	-
газ	-	-	-	-	-
плотность нефти по воздуху, кг/м <sup>3</sup>					
нефть, кг/м <sup>3</sup>	-	873,6	-	-	-

Продолжение таблицы 3.3.3

ЮС <sub>1</sub> /ЮС <sub>2</sub>					
Наименование параметра	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Молярная концентрация компонентов, %					
- сероводород	-	-	-	-	-
- диоксид азота	2,49	-	2,58	-	1,00
- азот + роданс	0,56	-	1,20	-	0,25
- гелий	0,010	-	-	-	-
- метан	88,83	-	78,18	-	22,45
- этан	8,69	0,010	0,18	-	3,82
- пропан	15,63	0,020	6,78	-	6,85
- изобутан	7,75	0,420	0,83	-	1,36
- н-бутан	8,70	2,940	2,66	-	5,11
- пентан	1,31	8,10	0,19	-	1,17
- гексан	2,11	2,970	0,15	-	0,83
- гептан	0,89	0,210	0,01	-	0,05
- октан	-	-	-	-	0,01
- высшие углеводороды	-	-	-	-	6,13
Массовая доля остатка	-	-	-	-	-
Плотность					
- газ, кг/м <sup>3</sup>	0,292	-	0,915	-	-
- нефть, кг/м <sup>3</sup>	-	867,6	-	-	-

#### 4. Голово-физические характеристики продуктивных игроков

Параметры	БС-12	БС-13	БС-14	БС-15
	Сортимская Энгельская	БС-12	БС-13	БС-14
Количество слоев	2	1	1	1
Средняя глубина залегания (з.в.), м	2404 / 2398	2527	2782	2885
Тип залежи	неполю- платовая / платово- своновая	неполю- платовая, многопла- тоски крайни- розанная	платово- своновая, многопла- тоски крайни- розанная	плато- во- своно- вая
Тип коллектора	теоретический поровый			
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	30009 / 4578	8857	27919	8930
Средняя общая толщина, м	28,6 / 29,7	28,9	9,6	26,1
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,3 / 11,3	2,2	3,2	9,0
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	12,6 / 10,2	32,1	3,4	-
Коэффициент пористости, доли ед.	0,23 / 0,24	0,18	0,17	0,12
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,7 / 0,71	-	0,54	0,75
Коэффициент нефтенасыщенности ВПЗ, доли ед.	0,59 / 0,65	0,51	0,51	-
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,59 / 0,66	0,54	0,51	0,75
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	537 / 701	18,4	2,2	1,0
Коэффициент восстановления, доли ед.	0,73 / 0,77	0,17	0,47	0,16
Водопоглощение, %	5,8 / 6,9	2,8	3,1	2,1
Плотность нефти при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	0,83 / 0,84	0,83	0,83	0,83
Плотность воды при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1,00	1,00	1,00	1,00
Плотность пластовой воды при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1,00	1,00	1,00	1,00
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,816 / 0,820	0,816	0,816	0,816
Плотность пластовой воды в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Средняя вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость пластовой воды в пластовых условиях, мПа·с	1,014	1,014	1,014	1,014
Средняя вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость пластовой воды при 20 °С, мПа·с	1,00 / 1,00	1,00	1,00	1,00
Средняя вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,4	0,4	0,4	0,



Таблица.1. Свойства пластовой нефти по продуктивным пластам.  
Западно-Асомкинское месторождение

Наименование параметра	БС <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	
	диапазон значений	среднее значение
1	2	3
Пластовое давление, МПа	24,5 - 25,7	25,5
Пластовая температура, °С	72 - 74	73
Давление насыщения, МПа	8,1 - 10,6	9,4
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	39,1 - 58,6	49,1
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т	33,3 - 41,2	41,4
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	797,3 - 864,0	830,9
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	5,08 - 5,23	5,15
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>		
Плотность нефтяного газа, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С:		
- при стандартном (стандартном) разгазировании		
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С:		
- при стандартном (стандартном) разгазировании	871,0 - 900,3	885,6
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	870,0 - 887,1	876,5

Продолжение таблицы 3.3.1

Наименование параметра	БС <sub>10</sub> <sup>1-2</sup>	
	диапазон значений	среднее значение
1	2	3
Пластовое давление, МПа	24,5 - 25,7	25,5
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	69,9 - 313,7	101,4
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т	65,4 - 280,0	91,1
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	625 - 770	720
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	0,64 - 2,09	1,09
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	8,9 - 13,3	12,6
Плотность нефтяного газа, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С:		
- при стандартном (стандартном) разгазировании	1,13 - 1,32	1,24
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0,97 - 1,18	1,09
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С:		
- при стандартном (стандартном) разгазировании	831,0 - 874,4	852
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	827,0 - 871,0	852

Продолжение таблицы 3.3.1

Наименование параметра	ЮС <sub>1</sub> +ЮС <sub>2</sub>	
	диапазон значений	среднее значение
1	2	3
Пластовое давление, МПа	28,3	28,3
Пластовая температура, °С	92,0	92
Давление насыщения, МПа	9,7 - 9,9	9,8
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	74,0 - 78,2	76,1
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т	71,9	71,9
Плотность в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	750,0 - 761,0	756
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	1,82	1,82
Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	13,8 - 14,1	13,9
Плотность нефтяного газа, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	1,27 - 1,32	1,29
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	1,30	1,30
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup> , при 20°С:		
- при однократном (стандартном) разгазировании	868,4 - 868,7	868,6
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	868,4	868,4

Продолжение таблицы 3.3.2

Наименование	кол-во исследованных		ЮС <sub>1</sub> <sup>1</sup>	
	скважин	проб	диапазон изменения	среднее значение
1	14	15	16	17
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	9	9	859,0 - 867,0	849,4
Вязкость, мПа·с				
при 20 °С	9	9	4,48 - 18,17	8,3
при 50 °С	9	9	2,34 - 6,92	3,7
Молекулярный вес, г/моль	9	9	191 - 262	209,0
Массовое содержание, %				
серы	9	9	0,8 - 1,98	1,1
смола силикагельных	9	9	1,13 - 10,28	5,2
асфальтенов	9	9	0,09 - 0,46	0,3
парафинов	9	9	1,2 - 2,3	1,8
воды	3	3	отс	отс
механических примесей	3	3	отс	отс
Температура плавления парафина, °С	3	3	51,9 - 63,0	53,7
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %				
до 100 °С	8	8	2,0 - 8,0	6,0
до 150 °С	9	9	7,9 - 17,5	15,0
до 200 °С	9	9	19,5 - 28,3	21,8
до 250 °С	9	9	27,5 - 38,0	33,2
до 300 °С	9	9	42,7 - 50,0	45,9

Продолжение таблицы 3.3.2

Наименование	ЮС <sub>2</sub>			
	кол-во исследованных		диапазон изменений	среднее значение
	эксперим.	проб		
1	18	19	20	21
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	1	1	868,0	868,0
Вязкость, мПа·с				
при 20 °С	1	1	20,7	20,7
при 50 °С	1	1	7,3	7,3
Молекулярный вес, г/моль				
Массовое содержание, %				
серы	1	1	1,9	1,9
смола силикагелевых	1	1	13,6	13,6
асфальтенов	1	1	3,0	3,0
парафинов	1	1	3,1	3,1
воды				
механических примесей				
температура плавления, °С				
Фракционный состав (объемные содержания фракций), %				
до 100 °С				
до 150 °С	1	1	8,0	8,0
до 200 °С			13,6	13,6
до 250 °С			26,0	26,0
до 300 °С	1	1	57,0	57,0



Продолжение таблицы 3.3.3

Наименование параметра	ЮС <sup>1</sup>				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Исходная нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Молярная концентрация компонентов, %					
- сероводород	-	-	-	-	-
- двуокись углерода	1,55	-	2,03	-	-
- азот + редкие газы	1,22	-	2,03	-	-
- гелий	0,021	-	0,02	-	-
- метан	68,60	-	68,30	-	-
- этан	12,00	0,070	11,10	-	-
- пропан	14,30	0,200	12,70	-	-
- изобутан	1,04	0,160	1,07	-	-
- н-бутан	6,70	0,890	2,17	-	-
- изопентан	0,70	0,70	1,54	-	-
- н-пентан	1,53	1,100	0,65	-	-
- гексаны	0,306	97,040	0,18	-	-
- септаны	0,309	-	0,098	-	-
- остаток (C <sub>10</sub> и выше)	-	-	-	-	-
Молекулярная масса	-	-	-	-	-
Молекулярная масса остатка	-	-	-	-	-
Плотность					
- при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	1,054	-	0,937	-	-
- при 15 °С	-	-	-	-	-
Средняя молярная масса углевод. доп. ф. д.	-	-	-	-	-
- нефти, кг/м <sup>3</sup>	-	873,6	-	-	-

Продолжение таблицы 3.3.3

Наименование параметра	ЮС <sub>1</sub> <sup>1</sup> +ЮС <sub>2</sub>				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	2	3	4	5	6
Молярная концентрация компонентов, %					
- сероводород	-	-	-	-	-
- пропан	2,49	-	2,58	-	1,09
Углерод					
- диоксид	9,56	-	1,20	-	0,23
- метан					
- этан	0,010	-	-	-	-
- пропан	35,33	-	75,18	-	10,47
- бутан	8,69	0,041	6,56	-	1,11
- пентан	7,63	-	0,77	-	0,17
- гексан	2,75	0,170	0,83	-	1,31
- гептан	8,70	-	2,66	-	0,35
- октан	4,11	-	0,41	-	-
- декан	2,11	7,97	0,66	-	8,71
- гексаны	1,36	91,619	0,29	-	-
- гексаны	-	-	-	-	4,27
- октаны	-	-	-	-	-
Молекулярная масса					
Молекулярная масса	81,1	-	-	-	-
Пропан					
- пропан	1,292	-	0,913	-	-
- этан	-	-	-	-	-
Молекулярная масса					
Молекулярная масса	-	-	-	-	-
Пропан					
- пропан	-	807,6	-	-	-

#### 4. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	BC-15		Ан-1	В-1
	Сергеевская Огильевская	BC-12		
Количество залежей	3	1	1	1
Средняя глубина залегания (а.н.), м	2404 - 2398	2527	2782	2885
Тип залежи	несколько пластовая / пластово- сводовая	несколько пластовая / литологиче- ски экрани- рованная	пластово- сводовая, литологиче- ски экрани- рованная	пласто- во-сво- довая
Тип коллектора	терригенный поровый			
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	30009 / 4578	8857	27919	8930
Средняя общая толщина, м	28,6 / 29,7	28,9	9,6	26,1
Средневысокая нефтенасыщенная толщина, м	6,3 / 11,3	3,2	3,2	9,0
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	12,6 / 10,2	12,1	3,4	-
Коэффициент пористости, доли ед.	0,23 / 0,24	0,18	0,17	0,12
Коэффициент нефтенасыщенности МПЗ, доли ед.	0,72	-	0,54	0,75
Коэффициент нефтенасыщенности МПЗ, доли ед.	0,59 / 0,65	0,54	0,3	-
Коэффициент водонасыщенности пласта, доли ед.	0,89 / 0,86	0,34	0,53	0,78
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	327 / 10,4	18,4	2,2	4,7
Коэффициент неемкости, доли ед.	0,73 / 0,77	0,37	0,47	0,16
Радиус скважины, м	5,0 / 5,0	3,5	2,2	3,0
Площадь пластового коллектора, м <sup>2</sup>	12,46 / 10,4	7,6	27,7	4,7
Плотность пластового коллектора, МПа	2,46 / 2,41	2,3	2,31	2,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,9	2,9	1,8	0,8
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,816 / 0,81	0,816	0,697	0,71
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,816 / 0,81	0,816	0,880	0,88
Вязкость воды, мПа·с	-	-	1,017	-
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,082 / 1,109	1,082	1,33	1,11
Содержание серы в нефти, %	1,6	1,48	2,45	0,69
Содержание парафина в нефти, %	2,09 / 2,03	1,64	3,71	1,62
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,4	3,4	11,37	11,37
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	41,0	41,0	85,0	180,0
Плотность воды в пластовых условиях, МПа·с	0,4	0,4	0,4	0,4
Плотность воды в пластовых условиях, г/м <sup>3</sup>	1,014	1,014	1,014	1,014
Сжимаемость, 1/МПа·10 <sup>3</sup>	-	-	-	-
нефть	9,7	9,7	12,0	12,0
вода	5,0	5,0	5,0	5,0
порода	2,3	2,3	2,3	2,3
Коэффициент выделения, доли ед.	0,557	0,400	0,412	0,400
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут. МПа·м	28,20	3,55	0,73	0,73

Продолжение таблицы 3.1.2

Параметры	ЮС <sub>1</sub>	ЮС <sub>2</sub>	ЮС <sub>3</sub>
Количество залежей	7	1	6
Средняя глубина залегания (абс. откл.) м	2839 - 2926	2983	2960
Тип залежи	пластово-сводовые и литологически экранированные	пластово-литологически экранированная	литологически экранированная
Тип коллектора	терригенный поровый		
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	132509	359627	99207
Средняя общая толщина, м	10,7 - 21,6	10,0 - 10,3	12,5 - 21,8
Среднегеометрическая нефтенасыщенная толщина, м	2,2 - 4,5	3,2 - 3,2	1,1 - 2,5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	1,3 - 5,0	-	2,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,14 - 0,16	0,14 - 0,14	0,13 - 0,14
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,44 - 0,60	0,58 - 0,63	0,43 - 0,54
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,44 - 0,61	0,58 - 0,63	- - 0,43
Коэффициент проницаемости при пластовых условиях, мД	0,11 - 0,33	0,58 - 0,63	0,17 - 0,31
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	1,2 - 13,0	3,2	1,2
Коэффициент нелинейности, доли ед.	0,11 - 0,60	0,33 - 0,38	0,12 - 0,13
Расход воды, г/г	3,0 - 10,7	2,0 - 2,7	-
Плотность пластовой температуры, °С	97	97,1	97
Плотность нефти при температуре пласта, г/см <sup>3</sup>	0,85	0,85	0,85
Вязкость нефти при пластовых условиях, мПа·с	0,5	0,5	0,5
Плотность нефти при пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,85	0,85	0,85
Плотность нефти и поровых жидкостей, г/см <sup>3</sup>	0,85	0,85	0,85
Плотность нефти и поровых жидкостей, г/см <sup>3</sup>	0,85	0,85	0,85
Содержание парафина в нефти, %	1,62	1,6	1,6
Содержание парафина в нефти, %	1,62	1,6	1,6
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	11,57	11,57	11,57
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	89,0	91,0	91,0
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,3	0,4	0,4
Плотность воды в пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	1,008	1,008	1,008
Сжимаемость, 1/МПа·10 <sup>-3</sup>			
нефть	12,0	12,0	12,0
вода	5,0	5,0	5,0
породы	2,3	2,3	2,3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,162	0,311	-
Коэффициент продуктивности, м <sup>2</sup> /(сут·МПа)	10,94	0,20	-