

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ**

**КГБПОУ «КРАСНОЯРСКИЙ МОНТАЖНЫЙ КОЛЛЕДЖ»**

**Специальность 21.02.01. «Разработка и эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений»**

## **КУРСОВАЯ РАБОТА**

**По дисциплине «МДК.01.02 Эксплуатация нефтяных и  
газовых месторождений.»**

на тему: **«Борьба с газовыми гидратами в стволе скважины при  
эксплуатации нефтяных скважин на Ванкорском  
месторождении»**

Разработчик

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

Руководитель

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

г. Красноярск

2022 г.

## Содержание

Введение.....	4
1. Общие сведения о месторождении.....	6
1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	9
1.2. Тектоника и общий структурный план месторождения.....	18
2. Долганский продуктивный уровень.....	22
2.1. Геологическая модель пласта Дл-I-III.....	27
2.2. Свойства флюидов пласта Дл-I-III.....	29
2.3. Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов.	31
3. Особенности эксплуатации газовых скважин.....	33
4. Специальная часть.....	36
4.1. Теоретические основы борьбы с гидратообразованием и гидратотложением.....	36
4.2. Ингибиторы гидратообразования.....	39
4.2.1. Термодинамические ингибиторы гидратообразования.....	39
4.2.2. Кинетические ингибиторы гидратообразования.....	41
4.3. Ингибиторы гидратоотложения.....	42
5. Методы борьбы с гидратами на ванкорском месторождении.....	43
5.1. Современные ингибиторы гидратообразования.....	44
6. Опытно-промысловые испытания ингибиторов гидратообразования в скважинах и трубопроводах на ванкорском месторождении.....	47
6.1. Порядок проведения испытания.....	48

					<b>21.02.01.КР..13</b>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат	<i>Борьба с газовыми гидратами в стволе скважины при эксплуатации нефтяных скважин на Ванкорском месторождении</i>	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Приходько						2	55
Провер.	Альмахаммад					<b>КГБПОУ«КМК» грД62-20</b>		
Реценз.								
Н. Контр.								
Утверд.								

7	Собственный метод борьбы с газогидратами.....	50
8	Безопасность и экологичность.....	52
	Заключение.....	56
	Список литературы.....	57

					21.02.01.КР..13			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
<i>Разраб.</i>	Приходько				<i>Борьба с газовыми гидратами в стволе скважины при эксплуатации нефтяных скважин на Ванкорском месторождении</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	Альмахаммад						2	55
<i>Реценз.</i>						КГБПОУ«КМК» грД62-20		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>								

## Введение

Природный газ является полезным ископаемым, основу которого составляют углеводороды. Природный газ по своим энергетическим, физико-химическим и экологическим показателям является очень перспективным топливом, и его применение дает положительный эффект во многих экономических и экологических аспектах.

В пределах Красноярского края, полностью или частично, располагаются 12 нефтегазоносных областей трех нефтегазоносных провинций — Западно-Сибирской, Хатангско-Виллюйской, и Лено-Тунгусской. Установленные извлекаемые ресурсы природного газа составляют 24,2 трлн м<sup>3</sup>, конденсата — 1,6 млрд тонн.

Западно-Сибирская провинция насчитывает пять открытых газовых месторождений: Сузунское, Лодочное, Тагульское, Ванкорское. На территории Лено-Тунгусской провинции выявлено шесть месторождений углеводородов — Куюмбинское, Юрубчено-Тахомское, Оморинское, Собинское, Пайгинское и Агалеевское. В пределах Хатангско-Виллюйской провинции выявлены газовые Джангодское, Зимнее, Мессояхское, Нижнехетское, Хабейское, Балахнинское и газоконденсатные Дерябинское, Казанцевское, Нанадянское, Озерное, Пеляткинское, Северо-Соленинское, Ушаковское месторождения.

За 2012 г. в Красноярском крае было добыто 327 тыс. тонн нефтегазоконденсата, 2 361 млн м<sup>3</sup> свободного газа, 2 948 млн м<sup>3</sup> составила добыча газовой шапки и 2 203 млн м<sup>3</sup> — растворенного газа. Инвестиции в отрасль в период с 2014 по 2016 г. составили порядка 300 млрд руб.

Газовые и газоконденсатные месторождения залегают в земной коре на различных глубинах: от 250 до 10000м и более.

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		4

Для извлечения углеводородных компонентов пластового флюида на поверхность земли бурятся газовые и газоконденсатные скважины. Газовые скважины используются для:

- движения газа из пласта в поверхностные установки промысла;
- защиты вскрытых горных пород разреза от обвалов;
- разобщения газоносных, нефтеносных и водоносных пластов друг от друга;
- предотвращения подземных потерь газа.

Газовые скважины эксплуатируются в течение длительного времени в сложных, резко изменяющихся условиях. Действительно, давление газа в скважинах доходит от 100 МПа, температура газа достигает 523°К, горное давление за колоннами на глубине 10 000 м превышает 250 МПа. В процессе освоения, исследований, капитального ремонта и во время эксплуатации скважин резко изменяются давление, температура, состав газа, движущегося в скважине. Скважины - дорогостоящие капитальные сооружения. В общих капитальных вложениях в добычу газа удельный вес капитальных вложений в строительство скважин может составлять 60-80% в зависимости от глубины залегания месторождения, геологических условий бурения скважин, географических условий расположения месторождений.

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		5

## 1. Общие сведения о месторождении

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах двух лицензионных участков: Ванкорского и Северо-Ванкорского. Южная часть Ванкорского месторождения (Ванкорский ЛУ) расположена в Туруханском районе Красноярского края, северная часть (Северо-Ванкорский ЛУ) расположена на территории Таймырского района. Лицензии выданы ЗАО «Ванкорнефть»: КРР 12564 НР от 02.08.2004 до 31.12.2017 гг. на добычу углеводородного сырья и геологическое изучение недр южной части Ванкорского месторождения (Ванкорский лицензионный участок), ДУД № 14356 НР от 13.12.2007 до 15.05.25 гг. на разработку северной части месторождения (Северо-Ванкорский лицензионный участок).

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Таймырского района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск.

Территориально расположено в пределах двух лицензионных участков: Ванкорского и Северо-Ванкорского. Южная часть Ванкорского месторождения (Ванкорский ЛУ) расположена в Туруханском районе Красноярского края, северная часть (Северо-Ванкорский ЛУ) расположена на территории Таймырского района. Лицензии выданы ЗАО «Ванкорнефть»: КРР 12564 НР от 02.08.2004 до 31.12.2017 гг. на добычу углеводородного сырья и геологическое изучение недр южной части Ванкорского месторождения (Ванкорский лицензионный участок), ДУД № 14356 НР от 13.12.2007 до 15.05.25 гг. на разработку северной части месторождения (Северо-Ванкорский лицензионный участок).

					<i>21.02.01.КР.742.13</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		6



Криогенная текстура песков – массивная, супесей и суглинков – слоистая. На буграх пучения и на территории болотных массивов вблизи озёр в отложениях встречаются прослойки льда мощностью до 20-30 см.

При нарушении температурного режима много лет не мёрзлых пород, из-за высокой льдистости они дают большие осадки. Относительная осадка при оттаивании грунтов составляет 0,09-0,4 д.ед., у торфяников более 0,4 д.ед.

Многолетнемерзлые грунты с относительной осадкой при оттаивании 0,1 д.ед. и менее относятся к не просадочным грунтам, с осадкой при оттаивании от 0,1 до 0,3 д.ед. – к просадочным грунтам, более 0,3 д.ед. - к сильнопросадочным.

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведётся с 2006 г.

На территории Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения, полезных ископаемых, кроме нефти, конденсата и газа, не обнаружено.

Природно-климатические условия района месторождения

Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха. Продолжительность зимнего периода – 8 месяцев, с октября по май. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль: средняя температура – минус 26 °С, в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С. Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах и распадках - до 3,0 м. Разрушение устойчивого снежного покрова начинается в середине мая, заканчивается к середине июня. Среднегодовое количество осадков около 450 мм, наибольшее количество осадков приходится на август - сентябрь. В весенне-летний период на территории преобладают ветры северного и северо-западного

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

21.02.01.КР.742.13

Лист

8

направления, зимой – южные и юго-западные. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450-480 м, толщина деятельного слоя – 0,5-1,0 м.

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну р. Большая Хета и ее притокам (р. Лодочная и др.). Река Б. Хета судоходна для малотоннажных (водоизмещением до 1000 т) судов в весенний период в течение 25-30 дней от участка месторождения до устья, где она впадает в р. Енисей, являющейся основной транспортной системой Красноярского края, и протекающей в 100 км восточнее месторождения. Ширина реки Б. Хета в устье достигает 500 м, в районе месторождения – 200 м.

#### 1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования раннее средне позднее палеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста. Сведения о строении более древних отложений носят гипотетический характер (геофизические исследования и аналогии с соседними территориями). Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем, юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине Вн-11 забой находится в вымских отложениях средней юры. Сводный разрез приведен на рисунке 2.

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		9

## Меловая система (Нижний мел - K1)

Нижнехетская свита (K1nch). Отложения свиты залегают согласно на отложениях верхней юры. Свита представлена преимущественно алевролитами и аргиллитами, неравномерно известковистыми. Песчаные и алевроито песчаные разности имеют подчиненное значение. Порода серого и зеленовато-серого цвета с тонкими прослоями обугленного растительного детрита, встречается глауконит и пирит. Для отложений характерны сложные виды косой слоистости, обусловленной совместным воздействием волн и течений, встречаются деформационные текстуры, шарики глин, обилие фауны различной сохранности, биотурбация незначительная, в основном ходы обитания [2].

Возраст свиты берриас-ранний валанжин. Толщина свиты в скважине Вн-11 составляет 454 м. К кровле свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Id.

Суходудинская свита (K1sd) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевроитовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют региональное развитие. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки мощностью до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, прослоями известковистые и колонизированные. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углистого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдисто-глинисто-каолининовым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углисто-глинистого материала и обугленного детрита, по

										Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01.КР.742.13					10

плоскостям наслоения намывы слюды. Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевритистые, зачастую содержат линзы, прослой алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита.

Толщина отложений в скважине СВн-1 достигает 601 м. Возраст свиты ранний валанжин–ранний готерив датируется по комплексу фораминифер и споро-пыльцовому комплексу.

В глинах нижней части суходудинской свиты выделяется отражающий горизонт Ig, в кровле свиты – горизонт Iv.

Малохетская свита (K1mch) согласно залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослой известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей.

Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые

Толщина свиты меняется от 145 м (скважина Вн-4) до 200 м (скважина СВн-4). Остатки микро- и макрофауны в отложениях свиты не обнаружены. Раннеготеривский раннеаптский возраст определяется на основании споро-пыльцового комплекса.

К кровле малохетской свиты – подошве яковлевской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Ib.

Яковлевская свита (K1jak) согласно залегает на отложениях малохетской. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин – аргиллито подобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими

									Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат					11

21.02.01.КР.742.13



Фауны в отложениях долганской свиты не обнаружено. Альбсеноманский возраст пород определен по споро-пыльцевому комплексу.

Толщина свиты составляет 233-271 м. К кровле долганской свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт Ia. Верхний отдел - K2

Представлен отложениями дорожковской, насоновской, салпадинской и танамской свит.

Дорожковская свита (K2dr) залегает согласно на отложениях долганской свиты. Сложена глинами, алевритами мелководного шельфа серого и темно-серого цвета, реже черного и буровато-зеленого, содержащими конкреции и тонкие прослой известковых песчаников и углистого алевритового материала.

Толщина свиты 104-115 м. Возраст пород ранний турон-поздний сеноман.

Насоновская свита (K2ns) залегает согласно на подстилающих отложениях дорожковской свиты. Сложена алевритами, песками, глинами приливно-отливных равнин, содержащими линзы и прослой известняков, глинистого сидерита, встречаются обломки углей. Алевриты светло-серые, участками зеленоватые, глинистые, с пятнистой и текстурой. Глины темно-серые, с зеленоватым оттенком, алевритистые. Пески светло-серые, мелко-среднезернистые, с включениями глинисто-алеваитового материала, неяснослоистые [5].

Толщина свиты 312-340 м. Возраст свиты поздний турон-сантон.

Салпадинская свита (K2sl) согласно залегает на породах насоновской свиты. Представлена алевритами и глинами мелководного шельфа серого и зеленовато-серого цвета с конкрециями пирита, окатанных галек кремней, осадочных и магматических пород.

					21.02.01.KP.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		13



- Проектные уровни добычи нефти и газоконденсата – 22 615 тыс.т., нефти – 22 164 тыс.т., конденсата – 490 тыс.т., добычи жидкости – 82 207 тыс.т., закачки воды – 94 394 тыс.м<sup>3</sup>, закачки газа – 2500 млн.м<sup>3</sup>.
- Накопленная добыча нефти – 470 101 тыс.т;
- Накопленная добыча свободного газа – 47 544 млн. м<sup>3</sup>;
- Накопленная добыча конденсата – 5 808 тыс.т;
- Накопленная добыча растворенного газа – 50 671 млн. м<sup>3</sup>;
- Накопленная добыча газа газовой шапки (с учетом закачки в ГШ) – 159 775 млн. м<sup>3</sup>;
- КИН – 0,423;
- Проектный срок разработки нефтяных залежей – 80 лет, газовых – 100 лет.

Ванкорский лицензионный участок:

Общий фонд скважин - 625, в т.ч. добывающих – 324 (из них горизонтальных – 318 скв.), водонагнетательных – 190 (из них горизонтальных – 104 скв.), газовых – 22, газо-нагнетательных – 6, водозаборных – 76, наблюдательных – 7;

- Фонд скважин для бурения - 2155, в т.ч. добывающих – 88 (из них горизонтальных – 87 скв.), нагнетательных – 67 скв. (из них горизонтальных – 61 скв.);
- Бурение добывающих БГС – 338 скв.
- Бурение нагнетательных БГС – 83 скв.
- Проектные уровни добычи нефти и газоконденсата – 19 014 тыс.т., нефти – 18 565 тыс.т., конденсата – 476 тыс.т., добычи жидкости – 73 491 тыс.м<sup>3</sup>, закачки воды – 77 897 тыс.м<sup>3</sup>, закачки газа – 2 500 млн.м<sup>3</sup>.
- Накопленная добыча нефти – 407 400 тыс.т;
- Накопленная добыча свободного газа – 43 530 млн. м<sup>3</sup>;
- Накопленная добыча конденсата – 5 762 тыс.т;
- Накопленная добыча растворенного газа – 43 623 млн. м<sup>3</sup>;

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		15

- Накопленная добыча газа газовой шапки (с учетом закачки в ГШ)  
– 157 895 млн. м<sup>3</sup>;
- КИН – 0,435;
- Проектный срок разработки нефтяных залежей – 80 лет, газовых  
– 100 лет.

Северо-Ванкорский лицензионный участок:

Общий фонд скважин - 136, в т.ч. добывающих – 96 (из них горизонтальных – 95 скв.), водонагнетательных – 37 (из них горизонтальных – 8 скв.), наблюдательных – 3;

- Фонд скважин для бурения - 42, в т.ч. добывающих – 34 (из них горизонтальных – 34 скв.), нагнетательных – 8 скв. (из них горизонтальных – 7 скв);

- Бурение добывающих БГС – 50 скв.
- Бурение нагнетательных БГС – 8 скв.
- Проектные уровни добычи нефти и газоконденсата – 3975 тыс.т. нефти – 3973 тыс.т., конденсата – 20 тыс.т., добычи жидкости – 14 223 тыс.т., закачки воды – 16 498 тыс.м<sup>3</sup>.

- Накопленная добыча нефти – 62 701 тыс.т;
- Накопленная добыча свободного газа – 4 014 млн. м<sup>3</sup>;
- Накопленная добыча конденсата - 46 тыс.т;
- Накопленная добыча растворенного газа – 7 048 млн. м<sup>3</sup>;
- Накопленная добыча газа газовой шапки– 1 876 млн. м<sup>3</sup>;
- КИН – 0,355;
- Проектный срок разработки нефтяных залежей – 80 лет, газовых  
– 100 лет.

					21.02.01.KP.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		16

Таблица 1. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристика	Варианты разработки
	I
Режим разработки	истощение
Система размещения скважин	избирательная
Расстояние между скважинами, м	-
Плотность сетки, га/скв	1029
Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед	-
Соотношение скважин в элементе, добывающие/нагнетательные	-
Критерии отключения скважин	-
– добывающих	-
- Давление забрасывания, атм	25
– нагнетательных	-
Коэффициент использования фонда скважин	-
– добывающих	1
– нагнетательных	-
Коэффициент эксплуатации скважин	-
– нагнетательных	-
– фонтанных	0.96

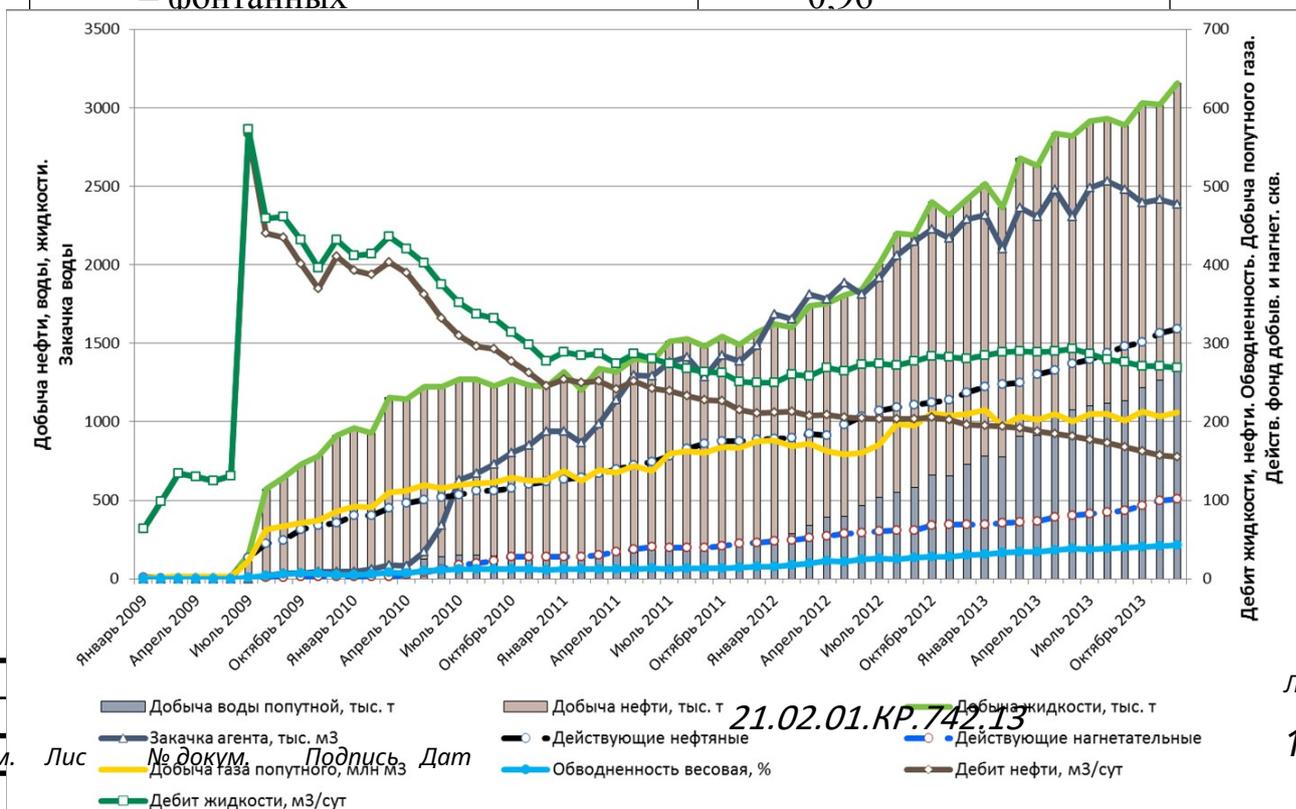






Таблица 2. Характеристика толщины пласта ДЛ 1-3

Толщина	Наименование	Зоны пласта				По пласту в целом
		Н В	газовая	Н Г	Газо-водяная Г	
1	2	3 4	5	6	7 8	9
Общая	Среднее значение, м	—	28,3	—	40,5	38,5
	Интервал изменения, м	—	17,5–41,8	—	20,4–65,6	17,5–65,6
Эффективная	Среднее зн-е, м	—	17,5	—	24,7	23,5
	Интервал изменения, м	—	9,3–32,8	—	5,8–47,7	5,8–47,7
Нефте-насыщенна	Средневзвешенное значение, м	—	—	—	—	—

я	Интервал изменения, м	—	—	—
Газо- насыщенна я	Средне- взвешенное значение, м	23,5	10,8	12,0
	Интервал изменения, м	9,3–32,8	3,1–38,5	3,1–38,5
Непрони- цаемых разделов	Среднее значение, м	10,7	16	15,1
	Интервализм-я	2,7–28,6	2,5–39,9	2,5–39,9

## 2. Долганский продуктивный уровень

В кровельной части долганской свиты выделяются три песчаных тела Дл-I, Дл-II, Дл-III, объединяющиеся в продуктивные пласты Дл-I-III. Песчаные тела формировались в условиях прибрежного подвижного бассейнового мелководья и имеют отчетливо трансгрессивную природу, для них характерна глинизация по латерали. При медленном развитии трансгрессии образовывались покровные пески, состоящие из прилегающих друг к другу бароподобных тел. Они, в свою очередь, образованы в результате перемыва и пере отложения трансгрессирующим морем существовавших здесь ранее песчаных осадков конусов выноса или морского края дельтового комплекса (гребень внешнего края подводной равнины). Верхняя часть разреза характеризуется повышенным содержанием глинистого материала и ухудшенными коллекторскими свойствами.

										Лис
										21
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат	21.02.01.КР.742.13					

Пласты разделяются между собой аргиллитами темно-серого, почти черного цвета, тонкой косой (до 15-20° в скважине Вн-10) и горизонтальной слоистостью, образованной прослоями алевритового материала, хрупкими, слюдистыми, с редкими раковинами двустворчатых моллюсков (скважина Вн-13, глубина 1025,2-1040,0 м). Толщина их варьирует от 1 м до 8-10 м. Особенности фациального и литологического состава пластов, невыдержанность глинистых пачек, разделяющих пласты, свидетельствуют о гидродинамически едином резервуаре, что подтверждается одинаковым положением ГВК.

Общая толщина пластов Дл-I-III изменяется от 17,5 м до 65,6 м в скважинах 634 и Вн-8, соответственно. Эффективные мощности пластов в скважинах меняются в пределах 5,8 - 47,7 м (160 и Вн-8). Пласты характеризуются высокой расчлененностью и неоднородностью, обусловленной условиями осадконакопления. Отсутствие коллектора в северо-западной части, прогнозированное по данным скважины СВн-3, не подтвердилось дальнейшим бурением. Коэффициент песчаности в среднем 0,61, изменяется от 0,19 до 0,90 в скважинах В3-65 и В3-13 соответственно. Коэффициент расчлененности пластов в среднем 5,8.

Перекрываются пласты Дл-I-III морскими аргиллитами и алевролитами дорожковской свиты. Аргиллиты светло-серые, серые, мягкие, хрупкие, массивные, иногда слоистые, образованные прослоями алевролита светло-серого, плотного. В аргиллитах встречаются мелкие и крупные известковые раковины двухстворчатых моллюсков, глауконит.

Алевролиты серые, иногда с зеленоватым оттенком, глинистые, от крепких до слабо литифицированных разностей (размываются в воде, растираются при надавливании), содержат тонкие прослои черного глинистого материала.

Залежь пластов Дл-I-III газовая, пластовая, сводовая. ГВК принят на абсолютной отметке -978,6 м. Размеры залежи 29,5 x 11,6 км, площадь газоносности составляет 230,7 км<sup>2</sup>, высота 60,4 м. Эффективная

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		22

газонасыщенная толщина в скважинах изменяется от 3,1 м (скв. 168) до 38,5 м (скв. Вн-8), составляя в среднем по залежи 12 м.

В кровле долганской свиты выделяются три песчаных пласта-коллектора Дл-I, Дл-II, Дл-III, объединяющиеся в продуктивный пласт-коллектор Дл-I-III. Песчаные тела формировались в условиях прибрежного подвижного бассейнового мелководья и имеют отчетливо трансгрессивную природу, для них характерна глинизация по латерали. Литологический состав пластов, невыдержанность разделяющих их покровов приводят к гидродинамическому единству резервуара, что подтверждается единым ГВК.

Керновый материал из пласта Дл-I-III отобран из скважин 112, 149, 159, 164, 184, 358; Вн-10, 12, 13, 14, 14а, 17, 7; СВн-1, 2, 3, 4.

Коллектор в пласте Дл-I-III состоит из слабосцементированных до рыхлых средне и мелкозернистых песчаников, и алевролитов, что подтверждается фотографиями керна



Рис. 3. Состав керна пласта ДЛ 1-3

Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

21.02.01.КР.742.13

Лис

23

Минералогический состав пород полевошпатово-кварцевый: кварца – 60-62 %, полевых шпатов – 33-36 %, причем преобладают калиевые полевые шпаты (микроклин) – 32-35 %, плагиоклазов немного – до 1-2 %, обломков пород – 1-5 %. Встречаются окисленные зерна глауконита, хлорита, в виде изогнутых листочков слюда. Цемент по минералогическому составу хлорит-каолинит-гидрослюдистый, реже карбонатный; по типу пленочный, поровый, контактовый и базальный.

По гранулометрическому составу в пластах-коллекторах преобладают зерна песчаной и алевритовой фракции, в покрышках – алевритовой и глинистой фракции. Зерна полуокатанные, средне и плохо отсортированные. Сумма песчаной фракции в породах-коллекторах варьирует от 10 до 70%, алевритовой – от 20 до 90 %, глинистой – от 6 до 14 %, карбонатность – от 0,2 до 9,6% (Рис. 2.).

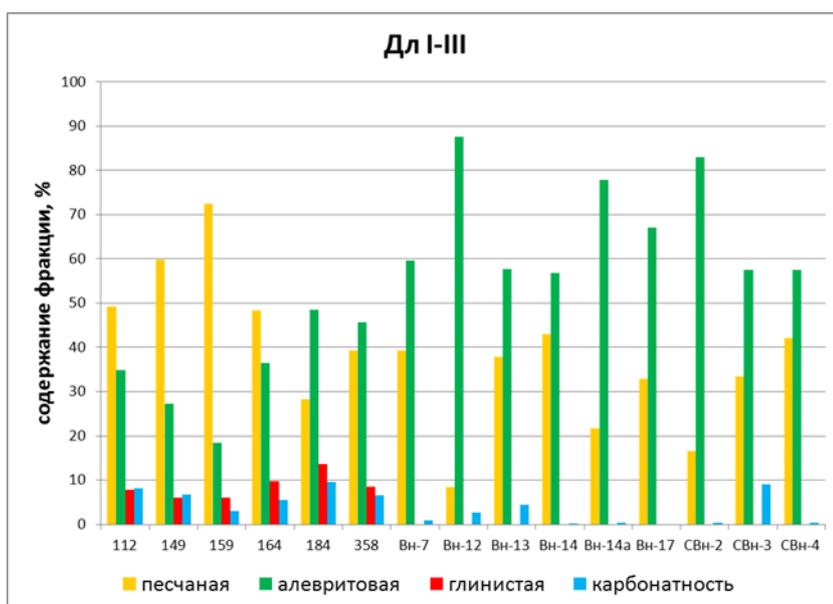


Рис. 4. Гистограмма суммарного количества фракций пласта Дл-I-III

Открытая пористость пород-коллекторов изменяется от 20,8 до 36,4 %, проницаемость – от 3 до 4650 x 10<sup>-15</sup> м<sup>2</sup>.

Пласт Дл-I-III перекрывается морскими аргиллитами и алевролитами дорожковской свиты. По гранулометрическому анализу в алевролитах покрышки содержится: фракции 0,1-0,01 – 60-76 %; <0,01 – 22-30 %; 0,25-0,1

– 2-9 %. В целом открытая пористость пород алевролитов покрышки меняется от 1,8 (184) до 19,3 (СВн-2). Покрышка неоднородная – проницаемость варьирует в пределах 0,001 – 8,9 x10-15 м2 (184, СВн-2).

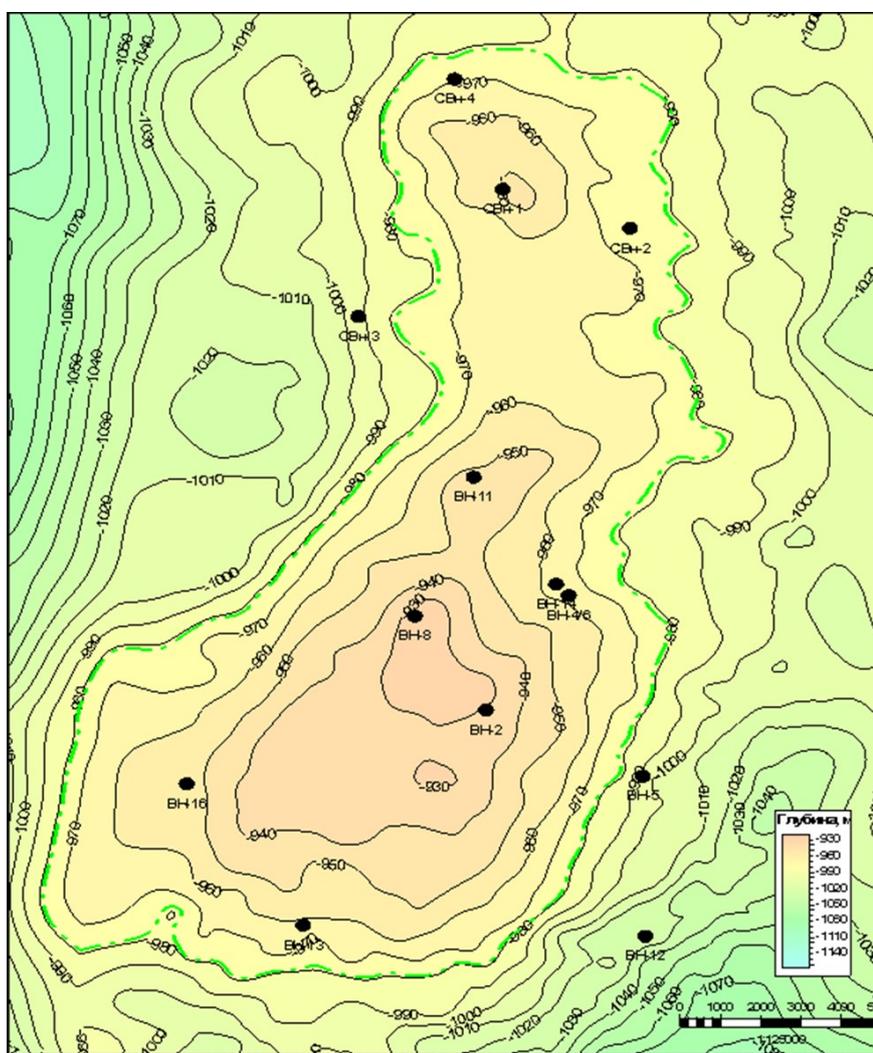


Рис. 5. Структурная карта кровли коллектора пластов Дл I-III. 2008г.

Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат

21.02.01.КР.742.13

Лис

25





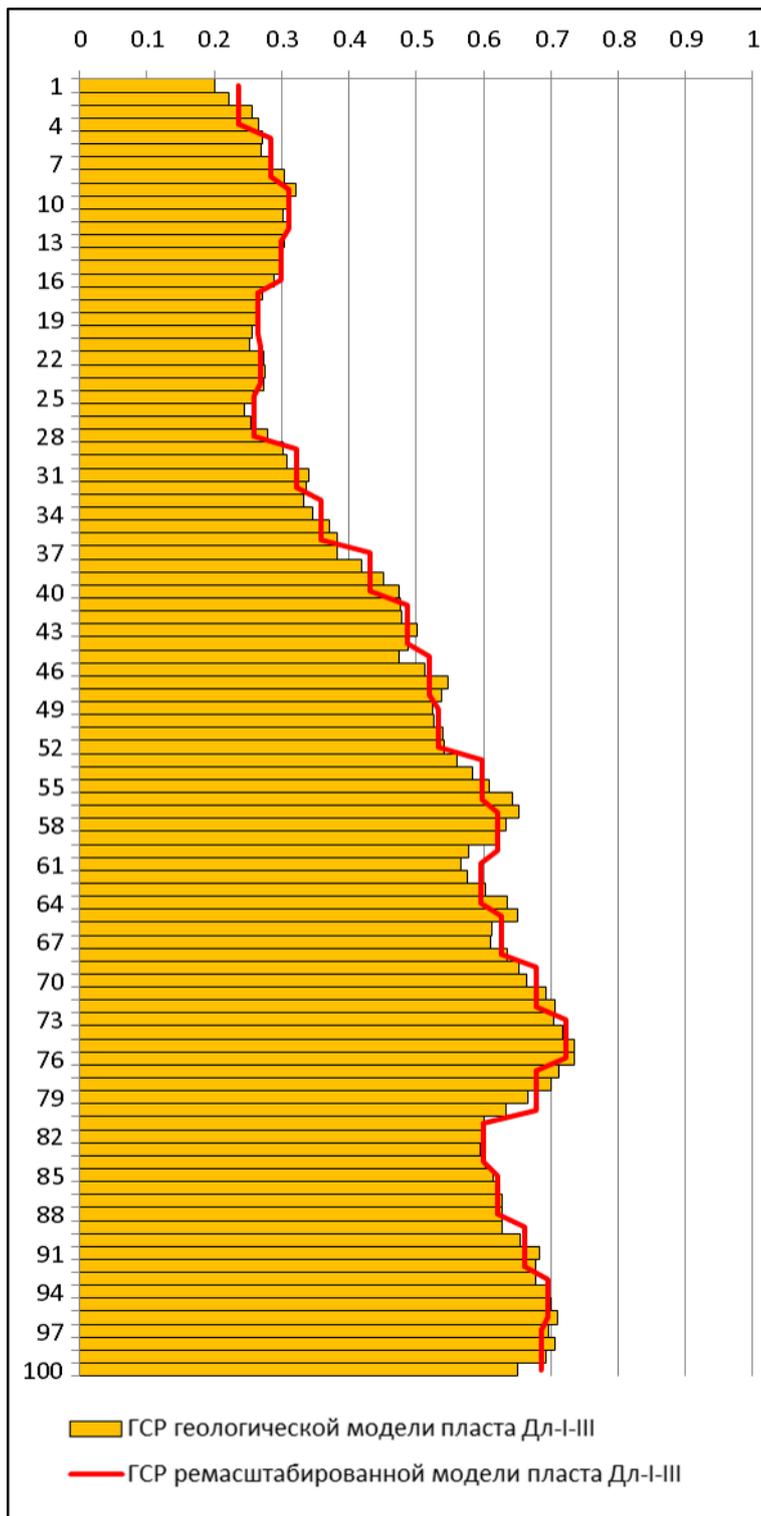


Рис. 7 Геологическая и ремасштабированная модель пласта Дл-I-III

## 2.2. Свойства флюидов пласта Дл-I-III

Зависимости объемного коэффициента и вязкости газа от давления представлены на рисунке.

					21.02.01.KP.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		28

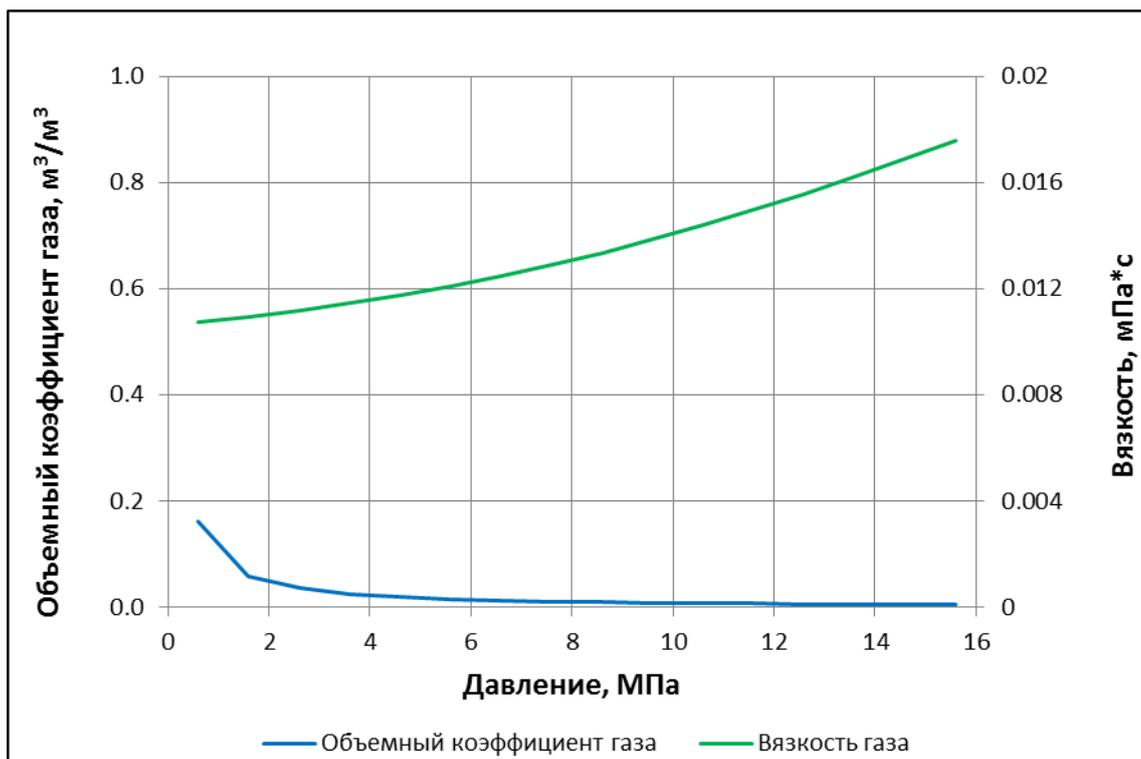


Рис. 8. Зависимость вязкости и объемного коэффициента газа от давления для пласта Дл-І-ІІІ.

Объемный коэффициент воды пласта Дл-І-ІІІ составляет 1.012.

Вязкость воды в пластовых условиях составляет 1 мПа\*с.

Сжимаемость горной породы в пластовых условиях составляет 0.0003 Мпа.

Плотности флюидов пласта Дл-І-ІІІ составляют:

- газ: 0.708 кг/м³;
- вода: 1007 кг/м³.

Таблица 3. ОФП в системе «газ-вода», принятые для моделирования пласта Дл-I-III

Газонасыщенность, доли ед.	ОФП газа, принятые для моделирования, доли ед.	ОФП воды, принятые для моделирования, доли ед.	Капиллярное давление, МПа
0.0000	0.0000	0.7500	0.0000
0.1000	0.0010	0.6134	0.0000
0.2000	0.0180	0.2754	0.0000
0.3000	0.1190	0.0769	0.0000
0.4000	0.3380	0.0108	0.0000
0.5000	0.6990	0.0001	0.0000
0.5430	0.9000	0.0000	0.0000

### 2.3 Текущее состояние разработки эксплуатационных объектов

По состоянию на 01.01.2014 г. из газового объекта Дл-I-III добыто 1641 млн. м<sup>3</sup>. газа, при проектной – 1617 млн. м<sup>3</sup>. Действующий фонд добывающих скважин – 18 ед. (по проекту 18).

За 2009 г. из объекта добыли 135,2 (по проекту 149) млн. м<sup>3</sup> газа при среднесуточном дебите газа 86,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 6 ед. (по проекту 5).

За 2010 г. из объекта добыли 218,6 (по проекту 280,3) млн. м<sup>3</sup> газа при среднесуточном дебите газа 156,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 7 ед. (по проекту 5).

За 2011 г. из объекта добыли 304,2 (по проекту 177) млн. м<sup>3</sup> газа при среднесуточном дебите газа 122,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 8 ед. (по проекту 7).

За 2012 г. из объекта добыли 408 (по проекту 425) млн. м<sup>3</sup> газа при среднесуточном дебите газа 120,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 10 ед. (по проекту 11).

За 2013 г. из объекта добыли 451 (по проекту 427) млн. м<sup>3</sup> газа при среднесуточном дебите газа 94,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 18 ед. (по проекту 18).



Рис. 10. Месячная добыча газа пласта Дл-І-ІІІ

Данный объект используется в качестве регулятора поставок газа в Единую систему газоснабжения России ОАО «Газпром». Годовые отборы газа определяются в зависимости от добычи попутного газа нефтяных объектов разработки Як-ІІІ-VІІ, Нх-І, Сд-ІХ и Нх-ІІІ-ІV, технологическими потребностями объектов подготовки и энергетики, закачки газа в пласт Нх-ІІІ-ІV.



особенно приконтурной ее части, чтобы выяснить условия заложения эксплуатационных газовых скважин. Для нефтяных залежей такая разведка необходима.

Рабочий дебит газовых скважин при прочих равных условиях непременно больше рабочего дебита нефтяных скважин. Это, а также дренаж газа эксплуатационными скважинами с более отдаленных участков позволяет разрабатывать газовую залежь несравненно меньшим количеством эксплуатационных скважин. Весьма существенно то обстоятельство, что если по окончании разведки нефтяной залежи всегда необходимо бурение эксплуатационных скважин, то по окончании разведки газовой залежи для ее разработки очень часто хватает разведочных скважин, давших газ. А в некоторых случаях, как показывает практика разведки мелких и средних газовых месторождений, количество этих скважин даже больше того, которое нужно для эксплуатации. Поэтому один из принципов разведки газовых залежей состоит в том, что количество разведочных скважин, которые могут дать газ, не должно превышать количества скважин, необходимых для разработки этой залежи.

Законтурная вода в большей части месторождений не успевает восстанавливать давление газа в процессе его отбора из залежи, причем в первой стадии разработки залежи продвижение воды в ней практически ничтожно. Это дает возможность достаточно достоверно оценить запасы по данным относительно кратковременной опытной эксплуатации с использованием падения давления. Такая возможность позволяет резко сократить объемы работ по промышленной разведке газовых залежей для подсчета запасов, что, однако, совершенно не применимо к нефтяным залежам [3].

Газовые и газоконденсатные месторождения залегают в земной коре на различных глубинах: от 250 до 10000м и более. Для извлечения углеводородных компонентов пластового флюида на поверхность земли бурятся газовые и газоконденсатные скважины.

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		33

Газовые скважины используются для:

- движения газа из пласта в поверхностные установки промысла;
- защиты вскрытых горных пород разреза от обвалов;
- разобщения газоносных, нефтеносных и водоносных пластов друг от друга;
- предотвращения подземных потерь газа.

Газовые скважины эксплуатируются в течение длительного времени в сложных, резко изменяющихся условиях. Действительно, давление газа в скважинах доходит от 100 МПа, температура газа достигает 523°К, горное давление за колоннами на глубине 10000 м превышает 250 МПа.

В процессе освоения, исследований, капитального ремонта и во время эксплуатации скважин резко изменяются давление, температура, состав газа, движущегося в скважине. Скважины - дорогостоящие капитальные сооружения. В общих капитальных вложениях в добычу газа удельный вес капитальных вложений в строительство скважин может составлять 60 - 80% в зависимости от глубины залегания месторождения, геологических условий бурения скважин, географических условий расположения месторождений.

Долговечность работы и стоимость строительства скважин во многом определяются их конструкциями.

Конструкцией скважины называют сочетание нескольких колонн обсадных труб различной длины и диаметра, спускаемых концентрично одна внутри другой в скважину. Колонны обсадных труб скрепляются с породами геологического разреза цементным камнем. Конструкция добывающих газовых скважин зависит от многих факторов, в частности от пластового давления и отношения его к гидростатическому, геологических условий бурения, геолого-физических параметров пласта, физических свойств пластового флюида, разности давлений между пластами, технологических условий эксплуатации скважин, режима эксплуатации пласта, экономических соображений.

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		34



Газовые гидраты при добыче нефти, газа и газового конденсата образуются либо в призабойной зоне скважины, либо в самом стволе скважины. В первом случае гидраты закупоривают поры коллектора, тем самым понижая проницаемость, во втором случае гидраты, отлагаясь на стенках скважины, уменьшают проходное отверстие и снижают пропускную способность скважины. Также, в единичных случаях кристаллы могут образовываться в устьевом оборудовании, например, обратном клапане в случае отдельной добычи нефти и газа из одной скважины, тем самым противодействуют нормальной работе оборудования.

Для образования гидрата необходимы следующие три условия:

1. Благоприятные термобарические условия. Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления;
2. Наличие гидратообразующего вещества (метан, этан, двуокись углерода и др.);
3. Достаточное количество воды. Воды не должно быть слишком много, или слишком мало.

Методы борьбы с гидратообразованиями классифицируются следующим образом:

1. Химические (ингибиторные) подразделяются на:
  - а) ингибиторы гидратообразования (термодинамические и кинетические);
  - б) ингибиторы гидратоотложения (многофазный транспорт продукции газоконденсатных и газонефтяных скважин в режиме гидратообразования);

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		36

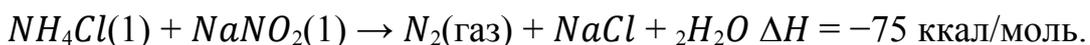
2. Технологические заключаются в поддержании безгидратных режимов;

3. Физические в свою очередь подразделяются на:

- a) тепловые;
- b) физические поля – акустические, СВЧ;
- c) механические.

Физические методы заключаются в механическом удалении гидратообразований либо путем скребкования, либо путем нагрева интервала с гидратом.

Из известен инновационный метод удаления газовых гидратов с помощью тепловой энергии. В данной работе описывается метод, использующий Stationary nitrogen generator (SGN), при котором происходит экзотермическая реакция:



С помощью такой реакции возможен разогрев области гидратообразования порядка 150°C. Но все же существуют некоторые недостатки данного метода:

- 1. предполагается удаление, а не предупреждение образования газовых гидратов;
- 2. непредсказуемость реакции;
- 3. необходимость остановки оборудования и разбора фонтанной арматуры для доставки реагентов.

Технологические методы заключаются в недопущении возникновения термобарических условий гидратообразования путем контроля технологического процесса, что в некоторых случаях представляется невозможным, например, когда гидратообразование происходит непосредственно при освоении и вызове притока скважины [9].





4. очень низкая температура замерзания растворов метанола и их малая вязкость;
5. сравнительно низкая растворимость метанола в нестабильном конденсате;
6. некоррозионность метанола и его водных растворов;
7. возможности использования технических сортов метанола;
8. наличие простых технологических схем регенерации отработанных растворов;
9. проработанность вопросов утилизации и захоронения промстоков, содержащих метанол;
10. высокая эффективность ликвидации несплошных гидратных пробок. Но также в свою очередь применения метанолосодержащих ингибиторов имеет ряд недостатков:
  11. высокая токсичность и пожароопасность
  12. возможные выпадения солей при смешивании с высокоминерализованной пластовой водой
  13. эффект ускоренного роста кристаллогидратов в присутствии разбавленных водных растворов метанола с недостаточной концентрацией для предупреждения гидратов, т.е. при недостаточной концентрации метанол становится не ингибитором, а катализатором гидратообразования.
  14. высокая упругость паров, а также очень высокая растворимость в сжатом природном газе.

#### 4.2.2 Кинетические ингибиторы гидратообразования

В качестве кинетического ингибитора применяют водорастворимые полимеры низкой молекулярной массы (500-1000) с концентрацией 0,5-1 мас. % с определенными преимуществами:

1. сокращение эксплуатационных затрат;
2. более высокий уровень экологичности;
3. отсутствие необходимости регенерации отработанных растворов;

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		40

4. возможность переоборудования существующих систем ввода метанола;

5. сокращение затрат на транспорт и хранение ингибиторов.

Применение кинетических ингибиторов в условиях России ограничено следующим:

а) ограничения на вязкость раствора, поэтому концентрация не должна превышать 2%

б) температура замерзания раствора близка к 0°C, что ограничивает применение в условиях Крайнего Севера

в) совместимость с пластовой минерализованной водой и нестабильным конденсатом.

д) недостаточная надежность подхода ингибирования.

#### 4.3 Ингибиторы гидратоотложения

К этому виду ингибиторов относятся антигидратные составы, которые препятствуют отложению гидратов. Такие методы близки к методам борьбы с соле- и парафиноотложениями. Механизм действия агентов заключается в «блокировке» водной фазы в потоке, тем самым резко уменьшается рост гидратных частиц. По химическому составу смесь ингибиторов гидратоотложений включает в себя поверхностно-активные вещества и диэтиленгликоль. ПАВ представлены метил- и этилсиликонатом натрия. При применении данных ингибиторов существует риск пенообразования, что может привести к интенсификации процесса гидратообразования [10].

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		41



- Для ввода и распределения метанола не требуется блок приготовления реагента, что снижает стоимость технологической линии.
- Введение метанола не увеличивает коррозию металла в системах добычи, подготовки и транспортировки газа.
- Возможность использования водных растворов метанола, технического метанола, низкие требования к качеству ингибитора.
- Возможность и простота регенерации отработанных растворов.
- Эффективность введения метанола при решении проблемы ликвидации несплошных гидратных пробок в скважинах, коллекторах, системах подготовки газа, компрессорных и магистральных трубопроводах.

#### 5.1 Современные ингибиторы гидратообразования

На сегодняшний день существуют более современные ингибиторы и растворители гидратообразования и гидратоотложения:

- 1) Нитон-1001 – диспергатор гидратообразования, реагент комплексного действия, свойства описаны в таблице 3.13

Таблица 4 – Характеристики Нитон-1001

Наименование показателя	Норма
Внешний вид	Прозрачная жидкость от бесцветного до желтого или коричневого цвета
Растворимость в минерализованной воде/нефти	водорастворимый
Кинематическая вязкость при 20°С, мм <sup>2</sup> /с	не более 20
Кинематическая вязкость при -40°С, мм <sup>2</sup> /с	не более 100
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	0,760-0,840
Массовая доля активного вещества, %	не более 6
Температура застывания, °С, не выше	не нормируется

Коррозионная активность товарной	не выше 0,125 г/м <sup>2</sup> •ч
----------------------------------	-----------------------------------

Реагент производится ОАО «Химическая компания Нитон», которая обеспечивает возможность создания ингибитора под месторождение.

2) РГО-1 – смесь поверхностно-активных веществ и спиртовых растворителей. Физико-химические свойства представлены в таблице 3.14

Таблица 5 – Свойства РГО-1

Наименование показателя	Норма
Внешний вид	Жидкость от бесцветного до светло-коричневого цвета
Плотность при 20 °С, г/м <sup>3</sup> , не менее	0,750
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм <sup>2</sup> /с, не более	20
Температура застывания, °С, не выше	минус 50

Преимущества реагента: не содержит метанола, состоит из комплекса полимерных добавок и анионоактивных ПАВ, что позволяет растворять и диспергировать гидратные отложения и удалять их; применение растворителя не влияет на качество нефти, газа и конденсата; эффективная норма расхода составляют 0,2-0,5% масс, что в 10-20 раз ниже расходных норм метанола.

3) Разработка ОАО «Газпром» на основе низкомолекулярного полимера. Известен из патента РФ № 2481375.

Представляет собой ингибитор кинетического действия, в составе которого находится, мас. %: смесь поливинилпирролидона и поливинилкапролактама разных марок с молекулярной массой 6000-8000 г/моль при их молярном соотношении 1:(1±0,1) 10-20, гидролизированный полиакриламид 0,1-1,0, этанолсодержащий раствор остальное.

4) Кинетический ингибитор, состоящий из смеси

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		44

водорастворимых полимеров, известный из патента РФ № 2436806.

5) Кинетический ингибитор СОНГИД-1801А, характеристика которого приведена в таблице 3.10.

Имеет главное преимущество над выбранным ингибитором СОНГИД-1803:

- не содержит метанола. А также дозировка, необходимая для предотвращения гидратообразования в 32 раза ниже метанола.

Расчет необходимой концентрации производится по методике представленной А.В. Фаресовым в статье «Разработка метода нормирования ингибитора гидратообразования кинетического типа».

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		45

6      Опытно-промысловые                      испытания                      ингибиторов гидратообразования в скважинах и трубопроводах на ванкорском месторождении

Целью ОПИ ингибиторов гидратообразования является получение окончательных данных для технико-экономического обоснования его промышленного применения, а именно определение удельного расхода, обеспечивающего требуемый уровень эффективности действия ХР, и уточнение технологии применения. Оценка эффективности действия ингибиторов гидратообразования при проведении ОПИ основана на сравнении технологических параметров работы скважины (дебит, динамический уровень, давление в затрубье) и трубопровода/газопровода (перепад давления на участке трубопровода) до и после обработки. Проведение ЛИ для ингибиторов гидратообразования является трудной задачей, что связано с практической сложностью физического моделирования режима течения жидкости и гидратообразования. Поэтому ЛИ для ингибиторов гидратообразования не проводят. Не существует единого методического подхода по расчету удельных расходов для ОПИ и промышленного применения, окончательные дозировки определяются опытным путем. Для тех объектов, где базовый реагент не применяется и требуется подбор нового – ключевым параметром для подбора является влагосодержание.

Расход ингибитора гидратообразования рекомендуется брать из расчета исходя из влагосодержания транспортируемого газа, среднее значение расхода реагента составляет 5 – 10 % (массовых) от влагосодержания для газопроводов. Следует учитывать, что данная рекомендация условная и следует опираться на согласованную с производителем (поставщиком) ХР дозировку. Во время ОПИ расход реагента в газопроводы может

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		46

корректироваться с целью определения оптимальной дозировки, при этом технические параметры должны удовлетворять критериям успешности.

Оптимальная дозировка реагента фиксируется в акте ОПИ, согласовывается и используется в расчетах необходимых объемов ингибитора гидратообразования для промышленного применения.

Подачу ингибитора гидратообразования также осуществляют в выкидные линии и затруб добывающих скважин, участков трубопроводов для предотвращения гидратообразования в коллекторе и лифте скважин. При этом в зависимости от степени осложнения подача может осуществляться методами постоянного дозирования или периодическими промывками через затруб или в трубопровод. Начальные дозировки реагента для подачи в обрабатываемую жидкость рекомендуется устанавливать на уровне базового реагента. Если на объекте ранее не проводился данный вид химической обработки, то ориентиром для расчета начальной дозировки может служить удельный расход – 1 % масс. от влагосодержания. Как и в случае с газопроводами начальную дозировку следует согласовывать с поставщиками реагента. Во время ОПИ расход реагента может корректироваться с целью определения оптимальной дозировки, при этом технические параметры должны удовлетворять критериям успешности [8].

### 6.1 Порядок проведения испытания

Перед началом испытаний выполняется входной контроль качества поступившей опытной партии ХР на соответствие ТУ на реагент, а также исследования совместимости применяемого и испытываемого ингибиторов гидратообразования (отсутствие визуальных изменений фазового состояния смеси испытываемого и применяемого реагентов).

Исследования выполняются оперативными работниками аналитической лаборатории нефтепромысла. Данные исследований должны быть приведены в приложениях к акту по итогам испытаний.

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		47

Окончательная дозировка при ОПИ определяется опытным путем, при этом ключевым индикатором при варьировании дозировки является отсутствие увеличения давления.

Количество ингибитора, дозируемого в скважину ( $P$ , кг/сут), рассчитывается по формуле:

$$P = \frac{P_0 Q_B}{103}$$

где:

$Q_B$  – производительность скважины по воде, м<sup>3</sup>/сут.;

$P_0$  – оптимальная дозировка ингибитора для пластовой воды, г/м<sup>3</sup>.

В течение первых 2-3 дней ингибитор в скважину подается в режиме «ударной дозировки», которая в 2-5 раза превышает оптимальную дозировку. По истечении срока подачи реагента в режиме «ударной дозировки» его расход снижается до уровня рабочей дозировки. В течение 2-3 дней дозирующие устройства должны обеспечивать закачку ударной дозы ингибитора для ускоренной доставки реагента. Заправка емкостей УДЭ, БРХ ингибитором производится по мере необходимости, а обслуживание – не реже, чем раз в два дня.

В самом общем виде, вне зависимости от объекта испытаний схема ОПИ может выглядеть следующим образом – реагент начинают подавать с начальной дозировкой, которая рекомендована поставщиком с запасом эффективности, во время ОПИ следят за давлением, если увеличения давления не происходит, то дозировку снижают до тех пор, пока давление начнет увеличиваться. Это означает, что данная дозировка не эффективна, а предыдущую дозировку следует принимать за оптимальную.

										Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат						48

21.02.01.КР.742.13



водного раствора, а при температуре сепарации минус 15° С в сепараторах должно выпадать около 80 % введенного метанола.

3. 30 %-ный хлористый кальций — самый дешевый из всех существующих ингибиторов, может легко регенерироваться, производится в больших количествах, и он не токсичен.

При выборе в качестве ингибиторов раствора хлористого кальция, рекомендуется иметь на промысле некоторое количество метанола, который при образовании сплошных пробок в скважинах в непредвиденных случаях позволит быстрее, чем любыми другими средствами, разложить пробку и восстановить нормальную работу скважины [6].

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		50

## 8 Безопасность и экологичность

Особенности процесса добычи газа, создающие опасность для обслуживающего персонала обусловлены: необходимостью обслуживания оборудования (фонтанной арматуры, сепараторов и пр.), находящегося в процессе эксплуатации под высоким давлением; необходимостью работы во взрывоопасных помещениях; выделением из газа и газоконденсата различных компонентов, представляющих опасность отравления людей, а при определенных условиях и опасность взрыва и пожара; применением вредных и ядовитых веществ (например, метанол); необходимостью проведения газоопасных работ, то есть работ в загазованной среде или при которых возможен выход газа из газопроводов и аппаратов. К газоопасным работам относятся ввод в эксплуатацию газопроводов, аппаратов и т.п.; присоединение вновь смонтированных газопроводов к действующим - наружным и находящимся в помещениях (врезка под газом); ремонт действующих газопроводов (без отключения их от газа); осмотр и проветривание колодцев; продувка газопроводов и скважин; ввод в газопровод метанола для удаления гидратов и др [15].

Для исключения опасных моментов обустройство объектов осуществляется со всеми требованиями техники безопасности, противопожарной техники, санитарных норм, строительных норм и правил. Территория объектов, участков и площадок вокруг скважин должна содержаться в чистоте и порядке. Загрязненность территории конденсатом, глинистым раствором, затопление сточными водами, захламленность и загроможденность различным оборудованием и материалами являются нарушениями требований безопасности и могут приводить к несчастным случаям. Заброшенные колодцы должны быть засыпаны. Все резервуары и амбары должны быть ограждены или перекрыты. Дороги, переходы должны всегда находиться в исправности.

Сепараторы, установленные вне помещения, должны освещаться прожекторами или светильниками в взрывозащищенном исполнении, а вне

					21.02.01.KP.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		51

взрывоопасной зоны допускается применение светильников в пыленепроницаемом исполнении. Во взрывоопасных помещениях должны предусматриваться мероприятия по предотвращению влияния газов работающих, исключению возможности образования взрывоопасных смесей газа с воздухом и появлению источников пламени, искр. В помещениях, где возможно выделение газа, запрещается хранение смазочных масел, обтирочных и других горючих материалов. Для курения должны быть выделены специальные места. Содержание газов в воздухе определяют с помощью газоанализаторов и индикаторов типов МВ-2, ВЗГ, СГГ-2 и др. При эксплуатации газовой скважины нужно следить за межколонными давлениями газа. Если в процессе эксплуатации давление в кольце начнет повышаться, что указывает на нарушение герметичности колонны, то скважину надо немедленно заглушить и принять меры к ремонту колонны. На промыслах еще применяются контрольно-измерительные приборы с ртутным заполнением. Выделяющиеся ртутные пары вредно влияют на человека, вызывают острое и хроническое отравление. Пары ртути без запаха и вкуса и обнаруживаются только аналитическим путем. Предельно допустимая концентрация паров ртути в воздухе помещений 0,01 мг/м<sup>3</sup>. Разлитая ртуть должна быть собрана, а в помещении нужно произвести санитарную очистку [13].

Метанол (метиловый спирт), применяемый для борьбы с гидратообразованием, является сильным ядом. Он действует преимущественно на нервную и сосудистую системы, поражает слизистые оболочки дыхательных путей. Особенно сильно он действует на зрительный нерв и сетчатку глаза. Отравление метанолом возможно не только при попадании внутрь (тяжелое отравление, ведущее к слепоте и даже к смерти, вызывают 10 - 15 г. метанола), но и при вдыхании паров и проникновении через кожу. Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе производственных помещений не более 50 мг/м<sup>3</sup>. К тому же метанол легко воспламеняется. К работе с метанолом допускаются лишь лица, прошедшие

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		52

инструктаж. На емкостях с метанолом (метанольная установка, тара) должны быть надписи Яд, огнеопасно, а также знак, установленный для ядовитых веществ. Использование метанола на газопромысловых объектах. В начале метанолопровода должен устанавливаться предохранительный клапан на максимально возможные рабочие давления и пропускную способность. С целью предотвращения отравления местности при разрывах метанолопровода необходима дополнительная установка обратных клапанов и задвижек на участках подъема трассы для предотвращения опорожнения метанолопровода. Трасса метанолопровода обозначается реперными знаками. О ее прохождении должны быть поставлены в известность местные органы власти под роспись. Обход трассы метанолопровода должен производиться двумя обходчиками, оснащенными соответствующими противогазами, специальной одеждой и газоанализатором УГ-2. При любом виде работ вблизи метанолопровода работающие должны пройти дополнительный инструктаж с записью в журнале. Запрещается производить строительные работы, складировать материалы, устраивать стоянки автомашин на расстоянии менее 20 м от метанолопровода без согласования с организацией, эксплуатирующей метанолопровод и получения наряда-допуска. Метанолопровод должен иметь катодную защиту.

До заливки метанола в метанольную установку необходимо проверить герметичность и исправность её узлов, фланцевых соединений и др., повреждения в метанольной установке должны немедленно устраняться. Емкость метанольной установки следует заполнять медленно, исключая её перелив, при сливе-наливе необходимо использовать герметичные шланги. Метанол, налитый в метанольную установку, должен быть без остатка слит в газопровод, запрещается оставлять метанол в емкости метанольной установки, за исключением метанольниц непрерывного действия. В случае аварийного пролива метанола, необходимо немедленно принять все меры с целью предотвращения попадания метанола в почву: засыпать место разлива опилками или песком, которые затем собрать в герметичный контейнер, если

					21.02.01.KP.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		53

потребуется, снять слой земли; содержимое контейнера необходимо вывезти в безопасное в пожарном отношении место и сжечь или утилизировать другим способом. В зависимости от технологических условий ввод метанола должен осуществляться по закрытой системе стационарными дозировочными насосами, стационарными метанольницами или передвижными насосными установками [14].

					<i>21.02.01.КР.742.13</i>	<i>Лис</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		<i>54</i>

## Заключение

В данной работе были рассмотрены строение, физико-химические свойства, условия образования, методы предотвращения и ликвидации газогидратов в процессе эксплуатации скважин. Также указаны наиболее распространенные ингибиторы гидратообразования, их физико-химические характеристики. На сегодняшний день наиболее эффективным методом борьбы с гидратами является закачка ингибиторов, в частности, метанола. В ряде научно-исследовательских институтов разрабатываются новые, более эффективные и менее токсичные ингибиторы.

В настоящее время все более пристальное внимание уделяется изучению природных газовых гидратов. В России этим вопросом активно занимаются всего четыре группы: московская, новосибирская, тюменская и Санкт-Петербургская. Вопрос об освоении газогидратных залежей должен быть рассмотрен в государственном масштабе, так как такие месторождения не единичны, их несколько десятков не только в зоне многолетней мерзлоты, но и в акваториях морей и океанов.

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		55



13. Боголюбов С.А. Правовая защита российских природных ресурсов.// Журнал российского права. 2005. № 12.

14. Васильев С.В., Воздействие нефтедобывающей промышленности экосистему. - М. 2001.

15. Детков С.П., Детков В.П., Астахов В.А. Охрана природы нефтегазовых районов. - М.: Недра, 1994.

					21.02.01.КР.742.13	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпись	Дат		57