

005044925

На правах рукописи

Шагитов Рустам Рамилевич

**РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
ДЛЯ БОРЬБЫ С ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕМ
И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА
(на примере Ванкорского месторождения)**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа 2012

Работа выполнена в Государственном унитарном предприятии
«Институт проблем транспорта энергоресурсов» (ГУП «ИПТЭР»).

Научный руководитель – доктор технических наук, профессор
Абдуллин Рафиль Сайфуллович

Официальные оппоненты: – Карамышев Виктор Григорьевич,
доктор технических наук, профессор,
ГУП «ИПТЭР», главный специалист
по патентной и изобретательской работе

– Султанов Шамиль Ханифович,
доктор технических наук,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет,
доцент кафедры геологии и разведки

Ведущая организация – ОАО «Институт «Нефтегазпроект»

Защита состоится 26 апреля 2012 года в 12⁰⁰ часов на заседании
диссертационного совета Д 222.002.01 при Государственном унитарном
предприятии «Институт проблем транспорта энергоресурсов» по адресу:
450055, г. Уфа, пр. Октября, 144/3.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ГУП «ИПТЭР».

Автореферат разослан 26 марта 2012 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета
доктор технических наук, профессор



Л.П. Худякова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

Современный уровень жизни и быстрое развитие техники в мире привели к стремительному росту потребления нефти и газа. За последние 15 лет в России запасы углеводородов со степенью выработанности более 50 % возросли в 1,9 раза, а более 80 % – в 4 раза. Доля добычи с объектов, выработанных более чем на 80 %, возросла с 4,6 % до 17 %. Таким образом, современное состояние нефтяной промышленности предопределяет наступление нового этапа в развитии фундаментальных научных знаний о нефти и газе на основе прогрессивных достижений последнего времени в области науки, техники и технологий. На основе результатов фундаментальных исследований должно происходить обеспечение нефтегазового комплекса новыми технологиями. В данных условиях, т.е. при падении уровня добычи и т.д., методы геофизического контроля находят все более важное значение, особенно для месторождений со сложным многопластовым строением.

Цель работы – совершенствование существующих и разработка новых технологий для борьбы с парафино- и гидратообразованием и интенсификации добычи нефти и газа путём направленной кислотной обработки с использованием высоковязкой изолирующей композиции, а также вибростимуляционного воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП).

Основные задачи исследований:

1. Систематизация данных о геолого-физических и физико-химических параметрах продуктивных пластов и флюидов Ванкорского месторождения;
2. Детальный анализ температурных условий и фильтрационно-емкостных характеристик (ФЕС) северных нефтегазовых месторождений на примере Ванкорского месторождения;
3. Исследование зависимости эффективности выработки запасов нефти и газа от геолого-физических параметров пласта;

4. Изучение межколонных газопроявлений в условиях севера, приводящих к неконтролируемым утечкам в непродуктивные горизонты и созданию критических давлений на устье скважины;

5. Анализ процессов парафино- и гидратообразования в трубах скважин и в призабойной зоне пласта с целью выявления наиболее значимых осложнений и разработка мероприятий по их устранению;

6. Разработка химических и вибросейсмохимических технологий воздействия на скважину, использование которых повышает не только технологическую, но и экономическую эффективность, с целью интенсификации добычи углеводородов на примере Ванкорского месторождения.

Методы решения поставленных задач

Решение поставленных задач основано на анализе данных о строении выбранного объекта, рассмотрении результатов промысловых и геофизических исследований и систематизации итоговых результатов применения предложенных разработок.

Научная новизна результатов работы:

1. Обоснованы показатели перевода скважин на беспакерную схему эксплуатации;

2. Определена допустимая величина межколонного давления эксплуатации скважин;

3. Предложена комплексная технология направленной кислотной обработки с использованием высоковязкой изолирующей композиции;

4. Разработана технология вибросейсмохимического воздействия на ПЗС, главной отличительной особенностью которой является совместное воздействие на призабойную зону не только гидравлическими пульсациями давления, но и сейсмическими волнами в сочетании с закачкой химических реагентов.

На защиту выносятся:

– результаты исследования влияния геолого-физических параметров на выработку нефти и газа;

- анализ данных о физических и фильтрационно-емкостных характеристиках исследованного объекта;
- результаты разработки химических и вибротехнологических технологий воздействия на ГПП.

Практическая ценность результатов работы

Результаты исследований, полученные в диссертации, могут быть использованы при разработке эффективных и безопасных технологий добычи нефти и газа и при реализации мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти и газа.

Апробация результатов работы

Основные положения и результаты работы докладывались на научно-практических конференциях «Нефтегазопереработка и нефтехимия» в рамках VIII Конгресса нефтегазопромышленников России (г. Уфа, 2009 г.) и в рамках Нефтегазового форума (г. Уфа, 2010 г.); на научно-практической конференции «Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа» в рамках Нефтегазового форума (г. Уфа, 2011 г.).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 7 научных трудах, в том числе в 3 ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, основных выводов, библиографического списка использованной литературы, включающего 125 наименований, и 1 приложения. Работа изложена на 132 страницах машинописного текста, содержит 19 рисунков, 9 таблиц.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы, сформулированы ее цель и основные задачи, обозначены основные положения, выносимые на защиту, показаны научная новизна и практическая ценность результатов работы.

В первой главе приведены особенности строительства и эксплуатации Ванкорского месторождения, рассмотрены связанные с этим проблемы, предложены методы и технологии для их решения, также представлено геологическое строение месторождения.

В настоящее время большинство нефтяных месторождений находится на поздней стадии разработки. В связи с этим основным резервом нефтедобычи являются месторождения, которые расположены в более суровых климатических условиях, имеют сложное многопластовое строение и многокомпонентный состав насыщающих флюидов.

Ванкорское месторождение – одно из таких. Разработка месторождения ведется наклонно направленными и горизонтальными скважинами. В связи с этим оно имеет ряд особенностей, связанных с необходимостью закручивания и выворачивания труб в искривленной области, установкой забойного оборудования в наклонном участке ствола скважины; также при такой разработке создаются весьма неблагоприятные условия для формирования цементного камня за обсадными колоннами и разобщения пластов в разрезе, что может привести к появлению межколонных газопроявлений. В работе проведены исследования по изучению влияния кривизны скважины на работоспособность внутрискважинного оборудования и определены причины газопроявлений в эксплуатационных скважинах, а также допустимая величина межколонного давления при эксплуатации скважин Ванкорского месторождения.

В процессе бурения и эксплуатации месторождения нередко проявлялось активное гидратообразование, которое происходит в стволе скважин, запорной арматуре, узлах промыслового оборудования, газосепараторах, линиях обвязки (задвижках, штуцерной колодке), а в отдельных случаях – и в призабойной зоне пласта, также отмечено ухудшение продуктивности скважин вследствие периодического образования парафиногидратных отложений. В диссертации рассмотрены технологии воздействия на ПЗП с использованием комплексных технологий, позволяющих реализовать одновременное воздействие на призабойную зону пласта несколькими агентами. Отмечено, что разработка

мероприятий для повышения эффективности разработки месторождений заключается в применении комплексных методов интенсификации добычи нефти и газа и предупреждения парафино- и гидратообразований.

Особые природные и геологические условия Ванкорского месторождения определяют и особенности эксплуатации скважин. Для обеспечения надлежащих работ в скважинах в условиях Ванкорского месторождения нужно усовершенствовать уже имеющиеся методы и разработать новые способы и технологии их рациональной реализации на практике.

Основу исследований в диссертации составили теоретические и практические работы ученых в области добычи углеводородов, в числе которых: А.Г. Гумеров, С.Г. Бажайкин, М.Х. Султанов, В.Е. Андреев, Р.Х. Гильманова, В.Г. Карамышев, Ю.А. Котенев, Р.Я. Нугаев, Р.Х. Хазипов, Н.И. Хисамутдинов, К.Ш. Ямалетдинова, Х. Азиз, Б.Т. Баишев, К.С. Баймухаметов, Г.И. Баренблатт, Ю.Е. Батурин, В.Ф. Базив, Д.В. Булыгин, Ю.П. Борисов, Г.Г. Вахитов, Ю.П. Желтов, Б.Ф. Сазонов, С.Н. Закиров, Е.В. Лозин, Р.Х. Муслимов, М.А. Токарев, Р.С. Хисамов.

Ванкорская площадь расположена на северо-восточной окраине Западно-Сибирской плиты, которая представлена четырьмя структурными ярусами. Из них три нижних слагают доюрское основание плиты и снизу вверх представлены:

I – глубоко метаморфизованными и интенсивно дислоцированными магматическими и осадочными породами архейско-нижне-среднепротерозойского возраста (кристаллический фундамент);

II – метаморфизованными преимущественно осадочными отложениями верхнего протерозоя, нижнего и среднего палеозоя, которые образуют параплатформенный структурный ярус Западно-Сибирской плиты;

III – вулканогенно-туфогенными и терригенными угленосными образованиями карбона, перми, нижнего триаса, которые образуют верхний ярус доюрского основания плиты.

Суммарная толщина отложений II и III структурных ярусов по геофизическим данным достигает 4 ... 5 км.

Ванкорская структура, по сейсмическим данным, характеризуется совпадением структурных планов по всем горизонтам (рисунок 1).

Рисунок 1 – Фрагмент временного разреза
«Большехетская терраса – Пакулихинская моноклираль»

Наибольшую выразительность она имеет по горизонту I^д и представляет собой брахиантиклинальную складку, вытянутую в меридиональном направлении на 17 км с соотношением короткой и длинной осей 1 : 2, площадь структуры по последней замкнутой изогипсе 116 км², амплитуда более 100 м.

С учетом проведенных сейсмических исследований, а также по данным бурения глубоких скважин на Ванкорской, Лодочной, Сузунской и Русско-Реченской площадях приведен и проанализирован геологический разрез Ванкорской площади (рисунок 2).

Период/ Эпоха	Ярус	Свита	Продукт. Пласты	Литология	ув. насыщение	Условия осадконакопления
Верхний мел	Турон	Дорожниковская				Глины (региональный флюидоупор)
		Долганская	Дл-I		●	Пески, песчаники с прослоями алевролитов и глин (прибрежно-морские и дельтовые фации)
	Апт-Альб	Яковлевская			●	Переслаивание аргиллитов, песчаных с прослоями алевролитов и углей (русловый оползание)
		Малокетская	Як-I-III		●	Песчаники, пески, алевролиты и глины (дельтовые, русловые)
	Валанжин	Суходудинская				Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов
		Никнетская	Нх-I		●	Алевролиты и аргиллиты, песчаники (прибрежно-морские, дельтовые)
Нижний мел	Берриас		Нх-III		●	
Верхняя юра	Киммерийская	Яковлевская				Аргиллиты с прослоями алевролитов (морские)
	Оксфорд	Сиверская				Алевролиты с прослоями песчаников
	Мелковская	Точинская				Аргиллиты

Рисунок 2 – Стратиграфическая приуроченность залежей нефти и газа Ванкорского месторождения

Ванкорское месторождение является многозалежвым. Выявлены одна газовая (Дл-1 в кровельной части долганской свиты, сеноман), две газонефтяные (пласт Як-I-III в нижней части яковлевской свиты, апт-альб; пласт Нх-III в нижнехетской свите, валанжин) и одна нефтяная (пласт Нх-I в нижнехетской свите, валанжин) залежи. Залежь газа – пластово-сводовая, залежь Як-I-III – массивная, залежи Нх-I-III – пластово-сводовые.

Основные запасы углеводородов на Ванкорском месторождении сосредоточены в пласте Нх-III (залежь газонефтяная с нефтяной оторочкой высотой 37 м).

Следует отметить, что физико-химический анализ проб нефти, газа, конденсата и воды Ванкорского месторождения проведен на крайне ограниченном количестве проб. Получены две глубинные пробы нефти из пластов Як-I-III и Нх-III из интервалов перфорации 1666...1674 и 2813...2819 м соответственно. Исследованы поверхностные пробы объектов Нх-I и Нх-III из скважин Вн-4 и Вн-5 из интервалов перфорации 2614...2622 и 2790...2797 м соответственно. Физико-химический анализ свободного газа проведен только на одной пробе – пласта Нх-III.

При строительстве скважин в условиях севера имеют место различные осложнения, которые определяют характерные, особые специфические природно-климатические и геолого-географические условия Ванкорского месторождения и других месторождений севера Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. Они неблагоприятно сказываются на ведении работ и способны привести к серьезным проблемам.

Выявлено, что для нормальной работы скважин в условиях месторождений севера требуются технологически более современное оборудование и определенное изменение устоявшихся технологических подходов, которые применяются в других менее суровых условиях. Прежде всего, необходимо убрать негативное влияние низких температур окружающей среды, влияющих на работу скважин. Во время производства работ в скважинах при таких

условиях режимные параметры выбирают так, чтобы не допустить условий, при которых возможно гидратообразование как в самой скважине, так и в системе сбора и транспортировки газа.

Вторая глава посвящена анализу температурных условий и фильтрационно-емкостных характеристик северных нефтегазовых месторождений на примере нефтегазовых месторождений Ванкорского блока.

Отмечено, что геологической особенностью изучаемых объектов месторождений Западной Сибири – терригенных коллекторов (песчано-алевролитоглинистых полимиктовых) – является их большое смешение, которое может различаться в масштабах от нескольких сантиметров до многих метров.

Проведен анализ данных с целью оценки влияния литологических и текстурных особенностей на фильтрационно-емкостные свойства (таблицы 1–3), определения граничных значений пористости и проницаемости коллекторов по результатам ГИС (таблица 4) и изучения керна, определения граничных значений геофизических параметров коллекторов, составления алгоритмов выделения коллекторов и определения их фильтрационно-емкостных свойств по результатам ГИС.

Таблица 1 – Граничные значения ФЕС

Пласты	K _{по} , %		K _{пр} , мД		K _{во} , %			Содержание цемента, %	
	газ	нефть	газ	нефть	газ	нефть	по K _{ню}	C _{карб} , %	C _{гл + карб} , %
Як-I-VII	7,7	9,8	0,6	1,4	71,0	60,0	76,0	25,0	45,0
Нх-I		15,6		0,4		78,0	82,2		
Нх-III-IV	12,5	14,0	0,2	0,5	96,0	82,0	82,2	21,0	54,0

Таблица 2 – Горно-геологические условия залегания продуктивных отложений

Параметр	Горизонт, пласт				
	Дл-I-III	Як-I-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Глубина залегания, а.о., м	-923...- 976	-1545...-1650	-2368,5...2379	-2550...-2635	-2687...- 2766
Пластовые давления (средние), МПа	9,26.. 9,80 (9,53)	15,48...16,53 (16,16)	22,72...23,80 (23,77)	25,53...26,38 (25,96)	26,90...27,69 (27,30)
Пластовые температуры (средние), К	283,4...285,0 (284,2)	302,3...305,5 (304,3)	327,3...327,6 (327,4)	332,8...335,4 (334,1)	336,9...339,3 (338,1)
Минерализация пластовой воды, г/л	11,5	13,5	13,5	12,0	10,0
Удельное электрическое сопротивление пластовых вод, Ом·м	0,65	0,32	0,22	0,27	0,27

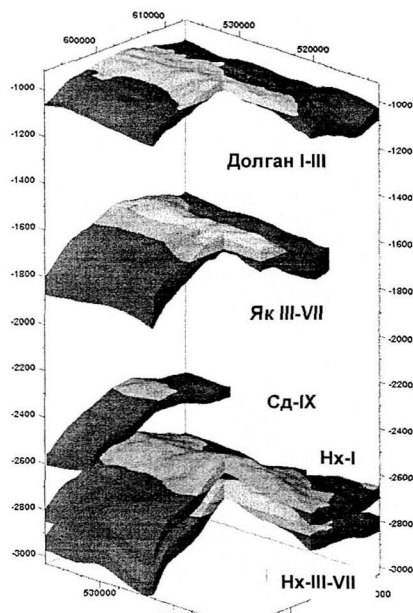
Таблица 3 – Абсолютные отметки уровней контактов

Пласт	ГНК, м	ГВК, м	ВНК, м	ЗСВ, м
Дл-I-III	-	978,6	-	-
Як-I	-	1579,9	-	-
Як-II	-	1593,4	-	-
Як-III-VII	1600,0	-	1646,0	1655,0
Сд-IX	-	-	2378,8	2383,8
Нх-I	-	-	2668,0	2675,0
Нх-III-IV	2716,0	-	2759,0	2780,0

Таблица 4 – Комплекс ГИС, выполненный на скважинах Ванкорского месторождения

Метод	Масш таб	Скважины			
	Регистрации	Вн-1/2	Вн-4	Вн-5	Вн-6
1	2	3	4	5	6
Стандартный каротаж	1:500	-	-	-	-
	1:200	-	-	-	-
БКЗ	1:200	-	-	-	-
БК	1:500	-	-	-	-
	1:200	+	+	+	+
БМК	1:200	+	+	-	+
ИК	1:500	-	+	-	-
	1:200	+	-	-	-
МКЗ	1:200	+	+	-	-
ДС	1:500	+	+	-	+
	1:200	-	+	+	+
Профилеметрия	1:200	-	-	+	-
МКВ	1:200	-	-	-	-
ГК	1:500	-	-	-	-
	1:200	-	-	-	-
НГК	1:500	-	-	-	+
	1:200	-	-	-	+
АК	1:500	-	+	-	+
	1:200	-	-	-	-
ФКЛ	1:200	-	+	-	+
Резистивиметр	1:200	-	-	-	-
Пинклинометрия		-	+	-	-
Термометрия	1:500	-	-	-	+
АКЦ	1:500	-	-	-	+
ГДК		-	-	+	+
ОПК		-	-	+	-
ОПК	1:500	-	-	-	-

Основные продуктивные горизонты Ванкорского месторождения имеют песчаный состав и приурочены к нижнемеловым отложениям нижнехетской (верхний берриас – нижний валанжин), яковлевской (средний апт – средний альб) и долгановской (сеноман) свит (рисунок 3).



– газовые залежи;
 – подстилающие водные залежи;
 – нефтяные залежи

Рисунок 3 – Трёхмерные модели продуктивных пластов

Третья глава посвящена модернизации существующих и созданию новых технологий, используемых при эксплуатации скважин.

Показано, что использование наклонно направленных скважин имеет ряд особенностей, что связано с необходимостью закручивания и выворачивания труб в искривленной области, установки забойного оборудования в наклонном участке ствола скважины.

Разработано техническое решение по оснащению наклонно направленных скважин оборудованием на основе проведенных исследований влияния кривизны скважины на работоспособность оборудования, расположенного внутри нее.

Выявлено, что допустимая герметичность при установке пакера в наклонном участке ствола над зоной продуктивного пласта не обеспечивается.

Одним из методов решения этой проблемы является разработка оборудования специально для наклонных скважин.

Предложен альтернативный вариант конструкции лифтовой колонны с верхним расположением пакера. При таком расположении пакера возникают сомнения в способности шлипсов пакера выдержать вес подпакерного хвостовика в случае, если пакер отсоединяется от лифтовой колонны. Для решения данной проблемы проведены расчеты. Условие прочности шлипса на изгиб определяется неравенством:

$$\sigma_{изг} \leq \sigma_s, \quad (1)$$

где $\sigma_{изг}$ – напряжение изгиба, кг/мм².

Напряжение изгиба определяется по формуле:

$$\sigma_{изг} = -\frac{P}{S_{изг}} \pm \frac{M_{изг}}{W}, \quad (2)$$

где $S_{изг}$ – площадь опасного поперечного сечения шлипса, мм²;

$M_{изг}$ – наибольший изгибающий момент, кг·мм;

W – момент сопротивления изгибу в опасном сечении шлипса, мм³.

Момент сопротивления изгибу в наиболее опасном сечении шлипса определяли по формуле:

$$W = \frac{a_m \cdot b_m^2}{6}, \quad (3)$$

где a_m, b_m – поперечные размеры шлипса, мм.

Равномерно распределенная нагрузка на шлипс определяется по формуле:

$$q = \frac{2P \cdot \cos \alpha}{n l_m (f \cos \alpha + \sin \alpha)}. \quad (4)$$

Исходя из данных расчетов, сеноманские газовые скважины необходимо оснащать подпакерным хвостовиком диаметром 143 мм, валанжинские нефтяные – хвостовиком диаметром 73 или 89 мм.

При эксплуатации скважин используется, преимущественно, пакерная схема компоновки подземного оборудования. Беспакерная схема используется реже; чаще всего по ней эксплуатируются низкодебитные скважины.

Показано, что пакерная схема имеет ряд недостатков, среди которых следующие:

- 1) невозможность освоения скважины из-за наличия подпакерного хвостовика, если на забое происходит постоянное накопление жидкости;
- 2) проведение работ по ингибированию скважины, очистке призабойной зоны, борьбе с гидратоотложениями ниже уровня, на котором располагается пакер, затруднены;
- 3) увеличение трудоемкости и соответственно стоимости проведения работ на скважине.

Установлено, что беспакерная схема устраняет эти недостатки. Также возможно снизить гидравлические сопротивления, что способствует уменьшению потери давления по стволу скважины. Среди недостатков беспакерной схемы следует выделить невозможность предотвратить износ внутренних поверхностей от действия нефти и газа, а также отсутствие должного уровня противофонтанной безопасности.

На основе результатов проведенных расчетов разработана технология по эксплуатации скважин с предельно допустимыми межколонными давлениями, а также предложена компоновка лифтовой колонны.

Четвертая глава посвящена созданию методов и технических решений для предупреждения парафино- и гидратообразований при интенсификации добычи нефти и газа на Ванкорском месторождении.

Образование гидратов определяется наличием нескольких условий, а именно: наличием гидратообразователя, в качестве которого может быть природный и свободный нефтяной газ, а также вода в жидком состоянии; наличием низкой температуры и высокого давления.

Показано, что углеводородная система может находиться в однофазном, двухфазном или трехфазном состоянии. Проведен анализ параметров, которые оказывают влияние на процесс гидратообразования, и определена связь между состоянием углеводородной системы в зависимости от соотношения компонентов состава системы, их температуры и давления. Данный процесс происходит не только за счет перераспределения компонентов между жидкой и газообразной фазами, но также и вследствие выпадения отдельных компонентов в твердую фазу (парафинов, асфальтосмолистых веществ, солей, механических примесей, а также некоторых других компонентов, входящих в состав пластовых углеводородных смесей).

Мероприятия по удалению гидратообразований направлены не только на их предупреждение, но и на ликвидацию уже образовавшихся гидратов.

Образование гидратов можно предотвратить несколькими способами:

- периодическим прогревом скважины прокачкой горячей нефтью, либо CaCl_2 ;

- путем использования ингибиторов.

Для ликвидации образовавшихся гидратов используют следующие способы:

- закачку теплоносителя в скважину;

- закачку в скважину поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые служат для формирования оболочки на кристаллах гидратов, не дающих им пристыть к стенке;

- закачку ингибиторов.

При образовании парафиногидратных отложений в призабойной зоне пласта наиболее целесообразно использование комплексных технологий, позволяющих реализовать одновременное воздействие на призабойную зону пласта несколькими агентами: теплом, углеводородными растворителями, кислотными растворами и растворами ПАВ.

Рассмотрены две технологии воздействия на ПЗП с использованием термохимии. Одна – с высоким термическим эффектом, когда пластовая температура в зоне термохимической реакции превышает 150 °С. Термическое влияние в этой комплексной технологии дополняется воздействием на прискважинную зону кислоты и ПАВ. Кислота – не коррозионно-активная, поскольку попадает в ПЗП в виде углеводородной суспензии неактивного порошка – комплексной соли азотной кислоты. Вторая термохимическая технология предусматривает сочетание термического воздействия с обработкой ПЗП щелочным раствором. Технология позволяет повысить пластовую температуру в зоне реакции дополнительно на 70...80 °С. Раствор не коррозионноактивный, его моющее действие дополнено тщательно подобранной композицией ПАВ.

Для интенсификации добычи нефти и газа в условиях Ванкорского месторождения предложена технология комплексной обработки ПЗП, направленная на длительную изоляцию водонасыщенных зон, сопровождающуюся воздействием кислотной композиции на низкопроницаемые нефтенасыщенные интервалы продуктивного пласта.

В геологопромысловых условиях Ванкорского месторождения использовались маловязкая и высоковязкая изолирующие композиции. Маловязкая изолирующая композиция разработана таким образом, что в результате обработки образуется изолирующий экран, выполняющий не только потокоотклоняющую функцию, но и на протяжении длительного времени ограничивающий приток воды в скважину.

Высокая эффективность продемонстрирована при внедрении технологии направленной кислотной обработки с использованием высоковязкой изолирующей композиции (рисунок 4). Изолирующий экран, формируемый при участии полиакриламида, также обеспечивает длительный эффект изоляции в условиях воздействия высоких температур и минерализованной пластовой воды.

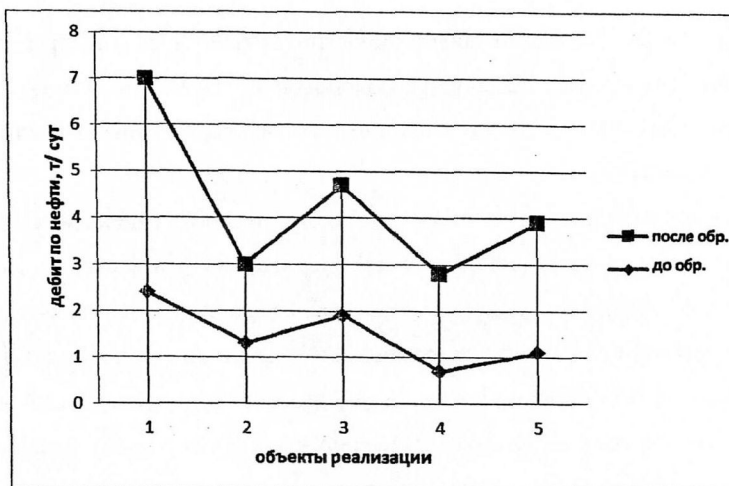


Рисунок 4 – Диаграмма изменения дебита нефти до и после применения комплексного метода интенсификации

Результатом внедрения разработанных технологий является увеличение добычи нефти (рисунок 5) как следствие направленного воздействия кислотной композиции на нефтенасыщенные слои и уменьшения притока воды в скважину.

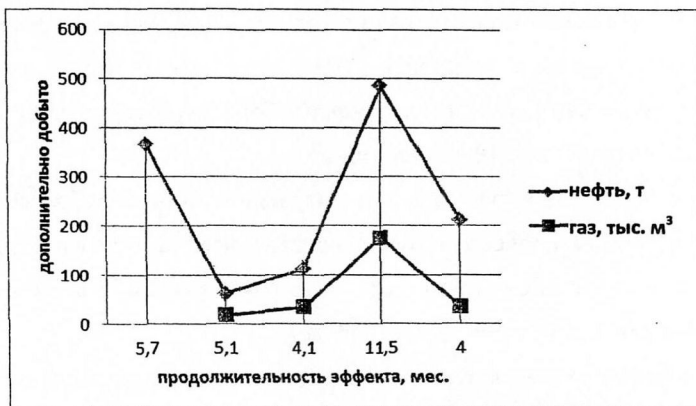


Рисунок 5 – Диаграмма эффективности интенсификации добычи нефти и газа

Таким образом, разработаны технологии, использование которых позволяет интенсифицировать добычу углеводородов и, соответственно, повышает не только технологическую, но и экономическую эффективность реализации воздействия на ПЗП.

Предложена технология вибротехнологического воздействия на ПЗП, обладающая целым рядом преимуществ по сравнению с известными методами: высокой эффективностью, широкой областью применения, возможностью удобного регулирования и адаптации к скважинным условиям. Главной отличительной особенностью технологии является совместное воздействие на призабойную зону не только гидравлическими пульсациями давления, но и сейсмическими волнами в сочетании с закачкой химических реагентов.

Для реализации данной технологии разработаны соответствующие технические решения. На рисунке 6 представлена принципиальная схема установки для вибротехнологического воздействия на призабойную зону пласта.

Установка для воздействия на призабойную зону 1 скважины 2, пробуренной в пласт 3, содержит спущенный на колонне насосно-компрессорных труб 4 скважинный забойный агрегат 5, состоящий из генератора сейсмических волн 6 и пружинно-клапанного пульсатора 7, пакер 8, перекрывающий затрубное пространство, и телескопический компенсатор 9 перемещений установки при нанесении ударов. Скважинный забойный агрегат 5 установлен с опорой на цементный мост 10 на забое скважины 2.

Исследовано совместное влияние гидравлического и вибротехнологического воздействия на процесс выноса глинистых частиц. При фильтрации с совместным воздействием пульсатора и внутрискважинного устройства (ВСУ) проницаемость увеличилась до 0,99 Д.

Также исследовано совместное воздействие пульсатора, ВСУ и раствора химического реагента, в качестве которого применялось перекисное соединение. При этом проницаемость возросла до 1,1 Д.

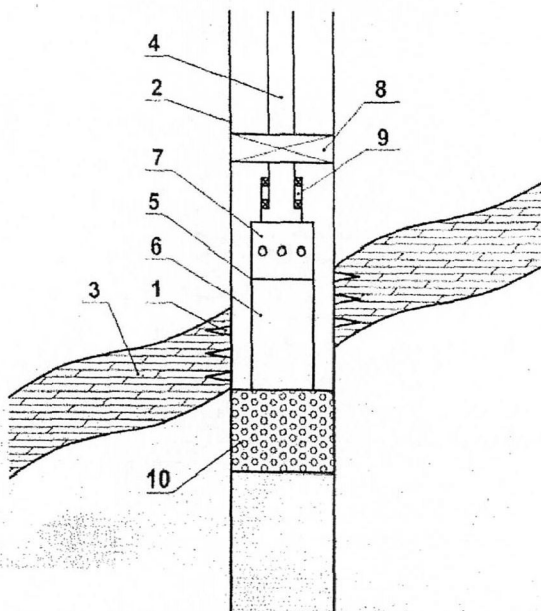


Рисунок 6 – Принципиальная схема установки
для вибротсейсмохимического воздействия
на призабойную зону пласта

На рисунке 7 показан рост приведённой проницаемости, под которой понимали отношение фактически полученной проницаемости к проницаемости незаколотированной модели, в зависимости от типа воздействия при фильтрации.

Начальная точка графика соответствует приведённой проницаемости модели в начальный момент времени фильтрации без воздействия, то есть в момент максимальной заколотированности образца.

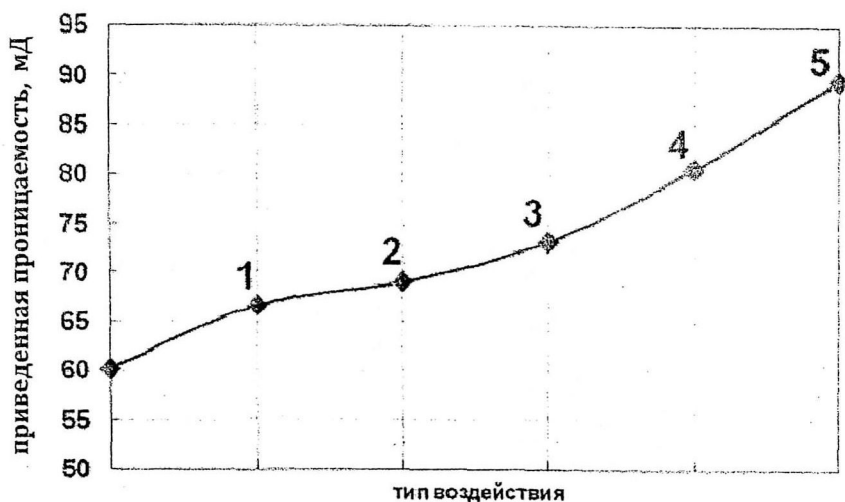


Рисунок 7 – Диаграмма изменения проницаемости в зависимости от типа воздействия при фильтрации

Таким образом, определено, что одновременное воздействие сейсмическими волнами и гидравлическими импульсами давления на продуктивный пласт в сочетании с закачкой химических реагентов даёт лучшие результаты по восстановлению проницаемости, чем каждый из указанных видов воздействия в отдельности.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Ванкорское месторождение нефти и газа представляет собой сложнопостроенный объект с аномальными термобарическими характеристиками, сложным строением коллекторов, имеющих невысокие фильтрационно-емкостные свойства и многокомпонентный состав насыщающих флюидов.

2. Повышение продуктивности и геолого-экономической эффективности работ требует сохранения коллекторских свойств скважин на максимально возможном уровне, что, в свою очередь, подразумевает создание специальных технологий и технических средств.

3. Определено, что величины текущего пластового давления и свободного дебита являются критериями перевода скважин на беспакерную схему компоновки подземного оборудования.

4. Расчетным путем установлена допустимая величина межколонного давления эксплуатации скважин, на основе которой разработана компоновка лифтовой колонны.

5. Разработаны химические технологии, использование которых повышает не только технологическую, но и экономическую эффективность реализации воздействия на ПЗП в результате ликвидации парафино- и гидратных отложений, возникших в фонтанной арматуре и обвязке скважин, а также в различных участках, узлах и звеньях системы сбора, подготовки и транспорта газа.

6. Установлено, что одновременное воздействие сейсмическими волнами на скелет пласта и гидравлическими импульсами давления на продуктивный пласт в сочетании с закачкой химических реагентов даёт лучшие результаты по восстановлению проницаемости, чем каждый из указанных видов воздействия в отдельности.

Основные результаты работы опубликованы в следующих научных трудах:

Ведущие рецензируемые научные журналы

1. Абдуллин Р.С., Шагитов Р.Р., Гареев Ф.Р. Технология эксплуатации наклонно-направленных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 5. – С. 34-35.

2. Абдуллин Р.С., Шагитов Р.Р., Гареев Ф.Р. Технология эксплуатации скважин с предельно допустимыми межколонными давлениями // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 6. – С. 36-37.

3. Шагитов Р.Р., Абдуллин Р.С., Гареев Ф.Р. Эксплуатация наклонно-направленных скважин с пакером, установленным под зоной многолетне-мерзлых пород // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. – Уфа, 2011. – Вып. 3 (85). – С. 26-29.

Прочие печатные издания

4. Шагитов Р.Р. Особенности применения термохимической технологии направленной кислотной обработки нефтегазовых месторождений // Нефтегазопереработка и нефтехимия – 2009. Матер. научн.-практ. конф. в рамках VIII Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа: Изд-во ИНХП, 2009. – С. 289-291.

5. Шагитов Р.Р. Интенсификация добычи нефти и газа в условиях Ванкорского месторождения // Нефтегазопереработка и нефтехимия – 2010. Матер. научн.-практ. конф. в рамках Нефтегазового форума. – Уфа: Изд-во ИНХП, 2010. – С. 87-88.

6. Абдуллин Р.С., Шагитов Р.Р., Сачков К.В., Гареев Ф.Р. Состояние расчета основных технологических показателей горизонтальных скважин // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. Матер. научн.-практ. конф. в рамках Нефтегазового форума. – Уфа, 2011. – С. 35-36.

7. Абдуллин Р.С., Шагитов Р.Р., Сачков К.В., Гареев Ф.Р. Особенности моделирования стволов горизонтальных и полого направленных скважин // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. Матер. научн.-практ. конф. в рамках Нефтегазового форума. – Уфа, 2011. – С. 37-40.

Фонд содействия развитию научных исследований.

Подписано к печати 23.03.2012 г. Бумага писчая.

Заказ № 84. Тираж 100 экз.

Ротапринт ГУП «ИПТЭР», 450055, г. Уфа, проспект Октября, 144/3.