

УДК 622.279

АНАЛИЗ СОСТАВА И ПРИРОДЫ ОСЛОЖНЕНИЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ANALYSIS OF THE COMPOSITION AND NATURES OF THE COMPLICATIONS OF THE MINING TO OILS AND GAS ON TERMINATING STAGE OF THE DEVELOPMENT FIELDS

Лаврентьев Александр Владимирович

кандидат химических наук, доцент,
докторант кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
avlavrentiev@ya.ru

Lavrentiev Alexander Vladimirovich
candidate of the chemical sciences,
Assistant Professor, Doctorant of the pulpit
oil and gas deal of the name of
the professor G.T. Vartumyan,
Kuban State University of Technology
avlavrentiev@ya.ru

Аннотация. В статье проведён анализ общих представлений об осложнениях добычи и осложнений эксплуатации нефтегазовых месторождений Краснодарского края. На основе анализа существующих представлений об осложнениях добычи определён предварительный состав осложнений добычи. Разработаны принципы классификации осложнений.

Annotation. Analysis of the general presentations is organized in article about complications of the mining and complications to usages oil and gas fields of Krasnodar edges. On base of the analysis existing beliefs about complications of the mining is determined preliminary composition of the complications of the mining. Designed principles to categorizations of the complications.

Ключевые слова: осложнения добычи нефти и газа, факторы осложнений добычи, признаки осложнений, образование гидратов, характеристики обводнения, принципы классификации осложнений.

Keywords: complications of the mining to oils and gas, factors complications of the mining, signs complications, formation hydrate, feature of water encroachment, principles to categorizations of the complications.

В [1, 2] к основным факторам осложнения добычи нефти и газа отнесены:

- трудноизвлекаемые запасы;
- солеотложение;
- пескопроявления;
- повреждение пласта;
- отложения парафинов;
- нефти с аномальными свойствами;
- высокие концентрации абразивных частиц;
- большое содержание свободного газа и др.

Следует отметить, что указанный перечень осложнений может рассматриваться как предварительный, поскольку пока ещё не выработано единой позиции по таким понятиям как осложнения и затруднения добычи, а также по ряду сопряжённых понятий. Вместе с тем, можно отметить, что ряд перспективных подходов по уточнению указанных понятий предложены в [3, 4], однако сложность и многогранность данной проблемы предполагает необходимость углубления дискуссии.

Представляется целесообразным подойти к уточнению формулировок по указанным понятиям постепенно по мере накопления необходимых данных.

Анализ общих представлений об осложнениях добычи

В [5] приведены основные факторы, усложняющие эксплуатацию сеноманских залежей на завершающей стадии разработки, и негативные следствия от воздействия этих факторов (рис. 1).

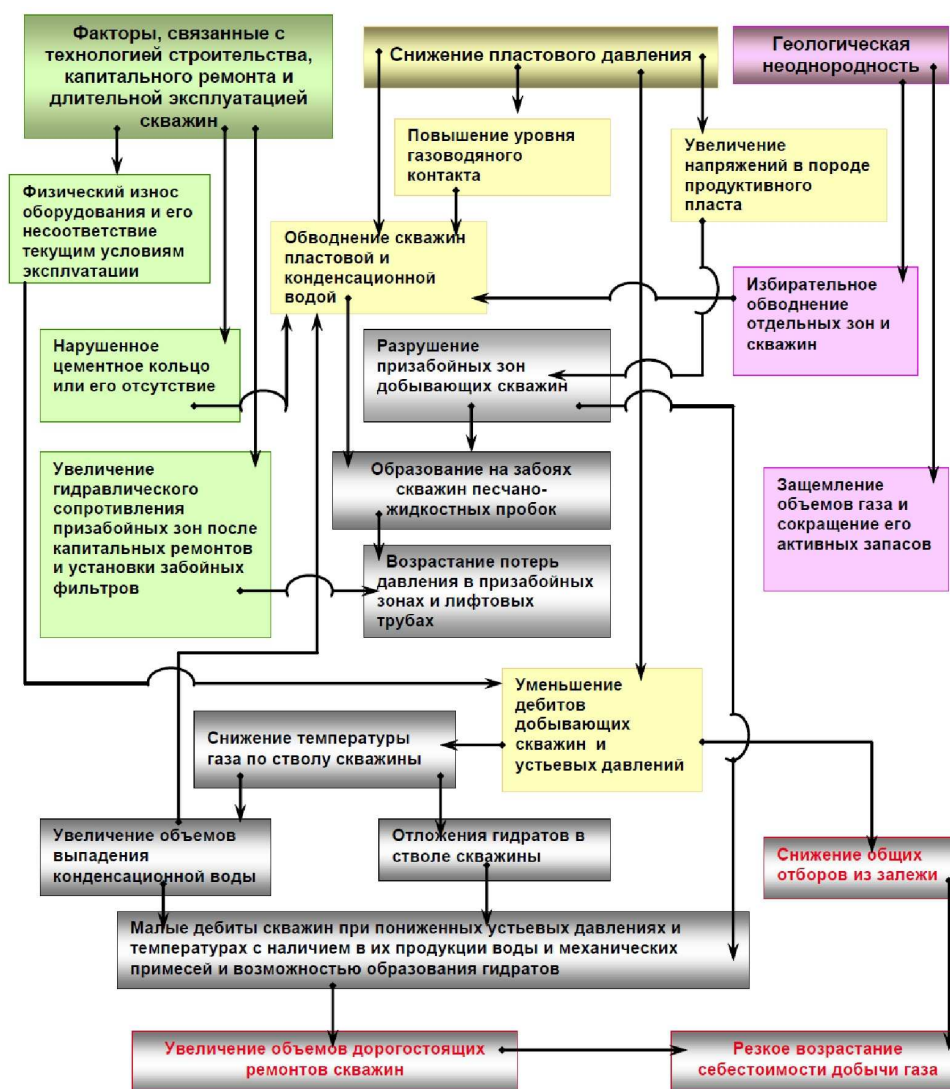


Рис. 1. Основные факторы, усложняющие эксплуатацию сеноманских залежей на завершающей стадии разработки и негативные следствия от воздействия этих факторов

Существенно, что в качестве одной из базовых причин осложнений указано на геологическую неоднородность пород-коллекторов. Перспективным представляется направление исследований, связанное с изучением взаимосвязи состояния пород-коллекторов и осложнений добычи.

На существование такой связи указывают многие авторы, например [6, 7].

Вместе с тем, пока ещё не выработано целостных представлений о взаимосвязи состояния пород-коллекторов и осложнений добычи, имеются различные частные подходы.

Так, в [8] проанализированы вопросы взаимосвязи между прорывом воды (водопроявлением) и разрушением пласта. В качестве причины обводнения продуктивных пластов указано на падение капиллярного давления из-за повышенного насыщения смачивающей фазой. Предполагается, что капиллярное давление удерживает зёрна песчаника вместе, и прорыв воды способствует выносу песка.

Изучена зависимость изменения потерь давления зоны вскрытия пласта от дебита (рис. 2).

Выделено четыре зоны:

- 1) зона значительного влияния накопившего столба жидкости на забое скважины на потери давления;
- 2) зона очищения забоя скважины от накопившейся жидкости за счёт непрерывного выноса жидкости к устью скважины;

3) переходная зона, связанная с «полной» очисткой забоя от жидкости и переходом к потерям давления, связанных с потерями на перфорационных отверстиях, в пласте и на участке до входа в лифтовую колонну;

4) зона потерь давления, обусловленных потерями на участке «пласт — вход в лифтовую колонну».

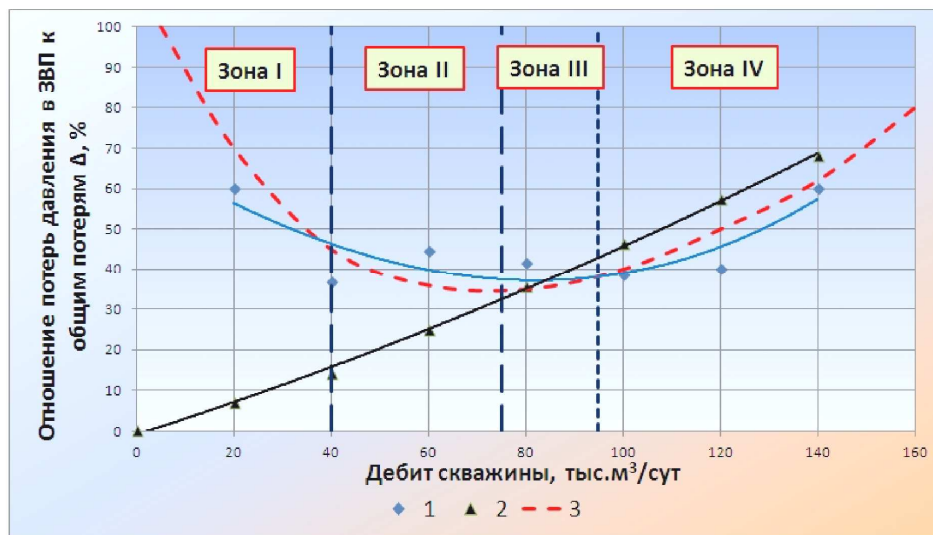


Рис. 2. Зависимости изменения потерь давления зоны вскрытия пласта от дебита (скважина № 722):

1 — фактические потери давления; 2 — расчётные потери давления на основе коэффициентов фильтрационных сопротивлений a и b ; 3 — теоретическая линия потерь давления

В [9] рассмотрены вопросы обоснования технологических режимов работы системы добычи и сбора газа в осложнённых условиях разработки газовых залежей (водопескопроявления, износ промышленного оборудования, снижение запаса пластовой энергии).

Отмечено, что при моделировании разработки необходимы комплексные корректировки не только исходной проницаемости в газовой части и параметров водонапорного бассейна, но и объёмных параметров в ячейках, расположенных ниже начального контакта «газ — вода».

На основе разработанной методики рассчитаны значения потерь давления по межколонному пространству и центральной лифтовой колонне для вертикальных газовых скважин Медвежьего месторождения, оборудованных системой концентрических лифтовых колонн (КЛК), при различных значениях пластового давления и диаметрах основной лифтовой колонны (ОЛК) и центральной лифтовой колонны (ЦЛК) (рис. 3).

С использованием представленных данных обоснована необходимость ограничения дебита для снижения выноса механических примесей.

Исследование состояния пород-коллекторов и пределов их устойчивости требует применения методов междисциплинарной методологии, сочетающей геологические, физико-химические и другие подходы, состав которых зависит от решаемой задачи.

В [10] исследованы особенности геологического строения, закономерностей изменения формы и свойств газовых и газоконденсатных залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Показано, что неоднородность пород-коллекторов должна быть учтена при определении коллекторских свойств. Предложено при оценке емкостной неоднородности пород-коллекторов использовать в качестве показателя неоднородности параметр:

$$k_{\text{неод}} = \frac{W_m \cdot W_{KH}}{M_{H33} \cdot M_{hmn}}$$

где W_m , W_{KH} — коэффициенты вариации соответственно пористости и нефтегазонасыщенности; M_{H33} , M_{hmn} — математическое ожидание соответственно нефтегазонасыщенной толщины и толщины пропластков.

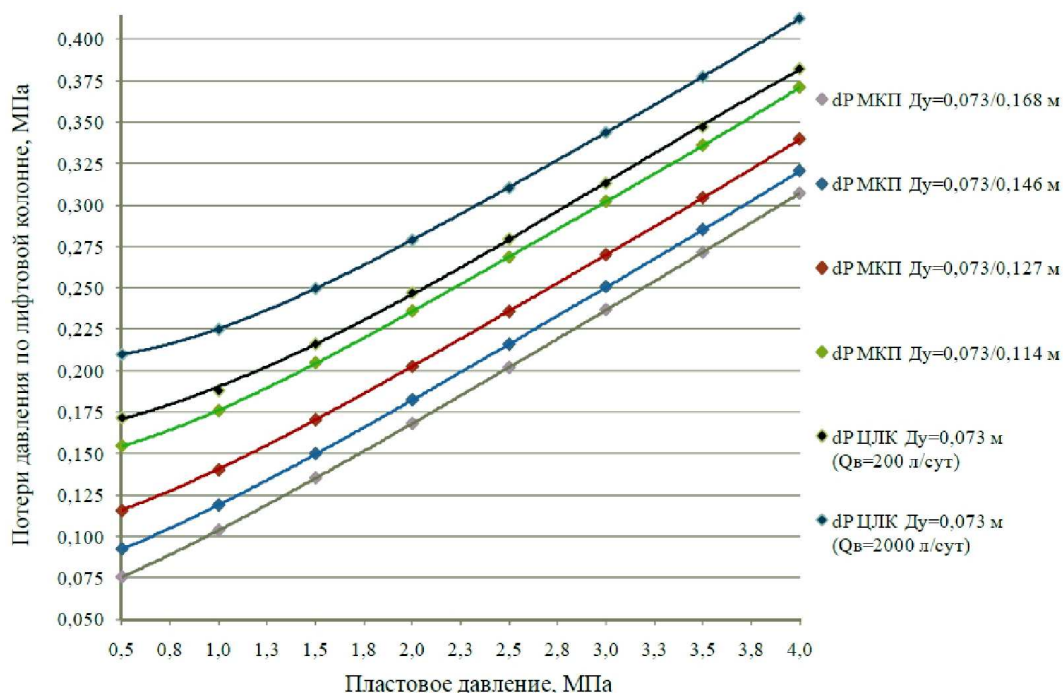


Рис. 3. Результаты расчета перепада давления по стволу скважины для системы КЛК с ЦЛК диаметром Ду = 0,073 м

В [11] решали задачу обоснования технологических режимов работы системы добычи и сбора газа в условиях осложнений (водопескопроявлений) на поздней стадии разработки сеноманской залежи Медвежьего месторождения.

Обоснование технологических режимов работы скважин основывается на фактических данных: истории эксплуатации скважины, результатах комплекса исследований (газодинамических, геофизических и др.) (рис. 4).

На основании обобщения данных работ [5–11] можно сделать вывод, что осложнения добычи исследованы фрагментарно, что не позволяет создать основу для систематизации осложнений. Вместе с тем, очевидно, что осложнения играют определяющую роль на этапе их активизации и на стадии истощения месторождений.



Рис. 4. Цикл обоснования режимов работы системы добычи и сбора газа

Вопросы образования гидратов

Вопросы образования гидратов описаны в [12–14]. На рисунке 5 представлены области стабильности и разложения гидрата метана при снижении давления [12].

Морфология кристаллогидратов весьма разнообразна и определяется параметрами — составом газа и воды, давлением и температурой, динамикой процесса роста кристаллов. Известны три типа кристаллов гидратов: массивные (рис. 6), висцерные и гель-кристаллы [13].

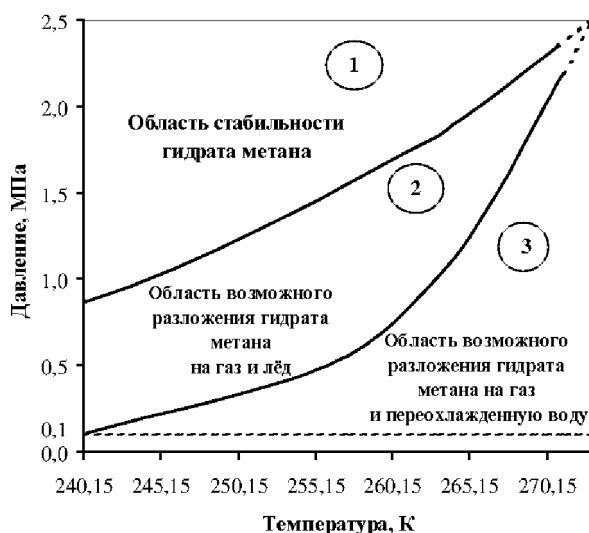


Рис. 5. Термобарические зоны возможного разложения гидрата метана на газ, лёд и переохлажденную воду

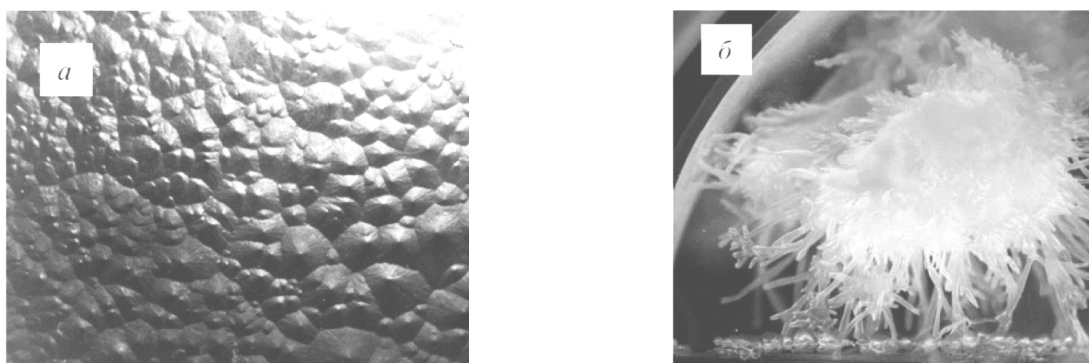


Рис. 6. Массивный кристаллогидрат метана, сформированный на свободном контакте «газ — вода» (98 атм., 12 °С) (а) и массивные кристаллы гидрата метана, образованные в газовой среде из паров воды (86 атм., 3,3 °С) (б)

При отрицательных температурах поверхностное разложение газовых гидратов идёт в три стадии:

- 1) начальное разложение на метастабильные фазы;
- 2) кристаллизация или перекристаллизация метастабильной водной фазы;
- 3) дальнейшее медленное разложение по диффузионному механизму (рис. 5).

Образование техногенных газовых гидратов возможно в газопромысловых системах следующего типа [14]:

- призабойная зона скважин, ствол скважины;
- шлейфы и коллекторы;
- установки подготовки газа;
- головные участки магистральных газопроводов;
- газораспределительные станции;
- внутрипромысловые и магистральные продуктопроводы;
- установки заводской обработки и переработки газа.

Анализ осложнений эксплуатации нефтегазовых месторождений Краснодарского края

Газовые месторождения

Общая тенденция для многих месторождений Краснодарского края — понижающаяся динамика дебитов газа, пластового давления, как, например, на Пригибском газовом месторождении (рис. 7) [15].

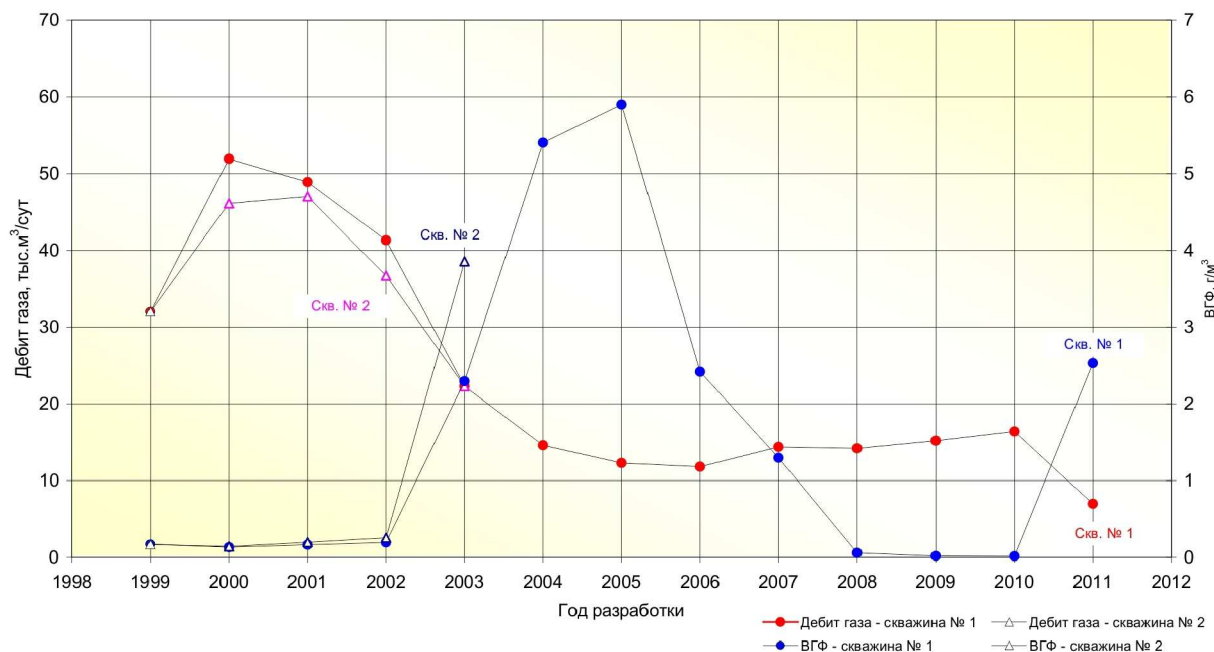


Рис. 7. Динамика дебитов газа, водогазового фактора по скважинам залежи Пригибского поднятия за весь период разработки

На этом месторождении с 2003 года наблюдается снижение среднего дебита газа (с 38,4 до 22,3 тыс. м³/сут.) при одновременном увеличении водогазового фактора (с 0,41 до 2,19 г/м³). Это обусловлено активизацией пластовых вод и приближением газоводяного контакта к интервалам перфорации скважин. Обводнение скважин происходит соответственно их расположению на площади газоносности. В 2011 году произошло резкое снижение дебита по газу — с 16,4 до 7,0 тыс. м³/сут.

Динамика пластового давления и приведённого давления по годам эксплуатации может иметь характер быстрого падения, как в случае II пласта мелекесских отложений Марковского месторождения (табл. 1 и рис. 8) [16].

Методы определения характеристик обводнения

Метод определения интенсивности вторжения законтурных вод состоит в отслеживании момента подъёма ГВК к нижним дырам перфорации в каждой скважине. Контроль водосодержания в добываемом газе выполняли ежемесячно по всем скважинам в течение всего срока их эксплуатации.

Из приведённых данных об обводнении скважин (табл. 2) видно, что точки начала обводнения скважин по всем пластам располагаются на одной линии подъёма ГВК.

Аналитическая зависимость уровня ГВК от продолжительности эксплуатации установлена с помощью обработки статистических данных наблюдений с 1967 года:

$$h = \frac{37 + 90,237438 \cdot (t - 6,5) \cdot 0,184332}{2 + (t - 6,5) \cdot 0,184332},$$

где t — время (годы), прошедшее после начала обводнения (01.01.1960 г.).

На 01.07.2004 г. $h = 107,2$.

Отметка текущего ГВК = 1747 — 107,2 = 1639,8 м.

Таблица 1 — Расчётные значения приведённого пластового давления в зависимости от суммарного отбора газа по II пласту мелекеских отложений

| Год разработки | Пластовое давление, МПа | Коэффициент сверхсжимаемости Z | Приведенное пластовое давление P/Z, МПа | Снижение приведенного пластового давления, МПа | Накопленный отбор газа, млн м ³ | Запасы газа, млн м ³ | |
|----------------|-------------------------|--------------------------------|---|--|--|---------------------------------|-------|
| | | | | | | на единицу падения давления | общие |
| Начальное | 12,45 | 0,823 | 15,13 | - | - | - | - |
| 1990 | 12,24 | 0,824 | 14,85 | 0,27 | 47,7 | 173,8 | 2630 |
| 1991 | 12,13 | 0,825 | 14,70 | 0,43 | 89,9 | 211,2 | 3195 |
| 1992 | 11,98 | 0,826 | 14,50 | 0,63 | 132,6 | 212,1 | 3209 |
| 1993 | 11,81 | 0,827 | 14,28 | 0,85 | 166,6 | 196,4 | 2971 |
| 1994 | 11,61 | 0,829 | 14,00 | 1,12 | 194,5 | 173,1 | 2618 |
| 1995 | 11,37 | 0,831 | 13,68 | 1,45 | 221,0 | 152,8 | 2311 |
| 1996 | 11,11 | 0,833 | 13,34 | 1,79 | 242,4 | 135,3 | 2047 |
| 1997 | 10,82 | 0,835 | 12,96 | 2,17 | 267,6 | 123,3 | 1865 |
| 1998 | 10,49 | 0,838 | 12,52 | 2,61 | 302,3 | 115,8 | 1752 |
| 1999 | 10,14 | 0,842 | 12,04 | 3,09 | 338,8 | 109,8 | 1661 |
| 2000 | 9,76 | 0,846 | 11,54 | 3,59 | 378,0 | 105,2 | 1592 |
| 2001 | 9,35 | 0,850 | 11,00 | 4,13 | 429,7 | 104,1 | 1575 |
| 2002 | 8,90 | 0,856 | 10,40 | 4,73 | 531,6 | 112,4 | 1700 |
| 2003 | 8,43 | 0,863 | 9,77 | 5,36 | 652,5 | 121,7 | 1842 |
| 01.04.2004 | 8,31 | 0,865 | 9,61 | 5,52 | 675,8 | 122,4 | 1852 |
| 2005 | 7,50 | 0,878 | 8,54 | 6,59 | 816,8 | 124,0 | 1876 |
| 2006 | 6,83 | 0,888 | 7,69 | 7,44 | 907,9 | 122,1 | 1847 |
| 2007 | 6,10 | 0,899 | 6,79 | 8,34 | 1006,7 | 120,7 | 1825 |
| 2008 | 5,52 | 0,908 | 6,08 | 9,05 | 1127,8 | 124,6 | 1885 |
| 2009 | 5,00 | 0,917 | 5,45 | 9,68 | 1245,5 | 128,7 | 1947 |

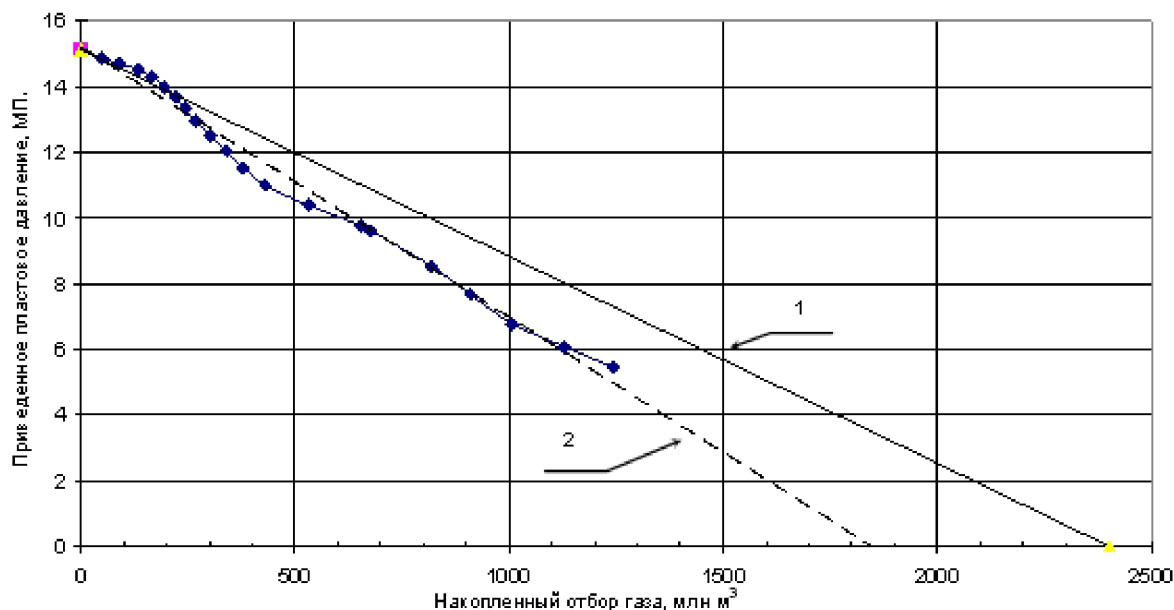


Рис. 8. Зависимость приведенного пластового давления от накопленного отбора газа залежи II пласта мелекеских отложений

Осложнения, связанные с возможностью образования гидратов газа в технологических потоках

На рисунке 9 показана область существования гидратов, определённая по результатам расчётов равновесных термобарических условий. Как следует из рисунка 9, образование гидратов возможно как в шлейфах скважин, так и в верхних частях колонн НКТ и фонтанной арматуре.

Таблица 2 — Обводнение скважин в процессе эксплуатации

| № скважины | Пласт | Дата обводнения | Подъём ГВК, м |
|------------|-------|-----------------|---------------|
| 29 | II | 15.07.1963 | 12,8 |
| 30 | IV | 15.01.1966 | 30,2 |
| 50 | III | 15.02.1967 | 46,4 |
| 38 | IV | 15.08.1967 | 45,2 |
| 8 | II | 15.09.1967 | 42,0 |
| 12 | IV | 15.12.1967 | 42,7 |
| 27 | и | 15.12.1967 | 49,9 |
| 23 | III | 15.04.1969 | 52,8 |
| 28 | III | 15.06.1969 | 60,4 |
| 44 | IV | 15.09.1969 | 56,9 |
| 40 | IV | 15.02.1971 | 62,8 |
| 31 | II | 15.11.1971 | 64,5 |
| 33 | IV | 15.07.1972 | 56,9 |
| 41 | III | 15.02.1973 | 65,3 |
| 34 | IV | 15.11.1973 | 64,4 |
| 49 | IV | 15.11.1973 | 67,7 |
| 14 | III | 15.06.1977 | 84,1 |
| 35 | II | 15.07.1978 | 86,5 |
| 36 | III | 15.01.1982 | 87,1 |
| 13 | IV | 15.01.1984 | 91,5 |
| 36 | II | 31.10.2001 | 106,0 |
| 42 | II | 05.07.2005 | чужая вода |
| 38 | II | 03.06.2007 | 308,2 |

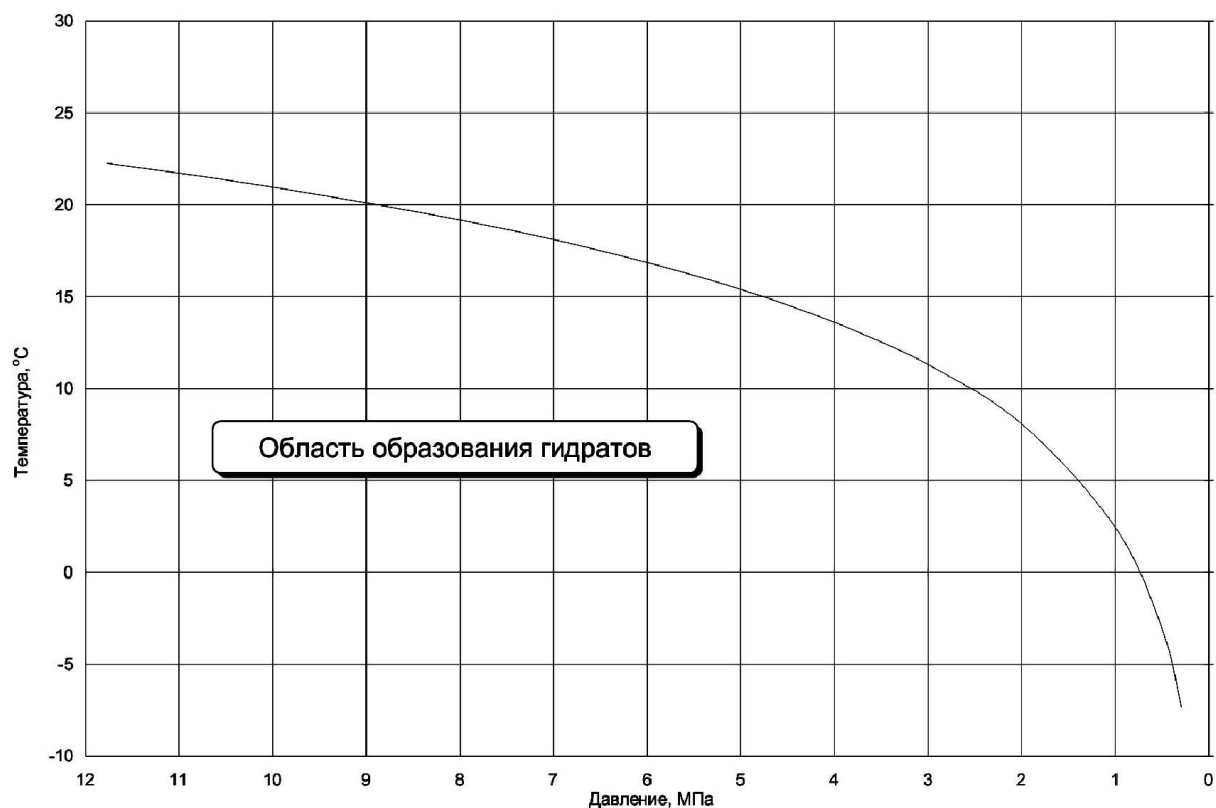


Рис. 9. Расчётные термобарические условия образования гидратов для газа Марковского ГКМ

Осложнения, связанные с ухудшением технического состояния газопромыслового оборудования по причинам углекислотной и общей коррозии металлов в среднесрочной и долгосрочной перспективе (от 10 до 30 лет)

В состав газа Марковского ГКМ входит диоксид углерода до 1,24 % объёмных (по скважине № 9). Нормативными документами максимальная скорость коррозии определена величиной 0,05 мм/год [16].

При аддитивном наложении процессов общей и углекислотной коррозии указанная расчётная скорость коррозии может быть значительно превышена, а при длительном воздействии этих процессов на газопромысловое оборудование возникает опасность выхода оборудования из строя.

Нефтяные месторождения

(Анастасиевско-Троицкое месторождение Краснодарского края) [17]

Месторождение открыто в 1952 году, введено в разработку в 1954 году. Основным объектом разработки является залежь нефти, приуроченная к IV горизонту мезокайнокаменного яруса. Залежь IV горизонта имеет сложное строение — начальный нефтяной слой толщиной 20–25 м залегал между обширной газовой шапкой и подошвенной водой. Размеры залежи 24×2,8 км.

В разрезе горизонта выделяются мощная пачка песков основной песчаной пачки (ОПЧ) и песчано-алевролитовые прослои верхней песчано-глинистой части (ВПГЧ). Нефть по своим свойствам малосернистая, малопарафинистая, высокосмолистая.

В 1996 году в связи со значительной выработкой запасов нефти IV горизонта, сокращением толщины нефтяного слоя снизилась добыча нефти, усложнились условия эксплуатации скважин. Факторы осложнений добычи нефти — прорывы газа из газовой шапки, прекращение фонтанирования скважин, интенсивное пескопроявление.

Разработка залежи нефти IV горизонта с первоочередным извлечением нефти вступила в завершающую стадию.

По состоянию на 01.01.2011 г. года текущая выработка извлекаемых запасов по IV горизонту составляет 94,7 %. На 01.01.2011 г. обводнённость продукции составляет — 90,2 %. Средний дебит одной добывающей скважины по нефти — 2,7 тонн/сут., по жидкости — 15,7 тонн/сут.

В добывающем фонде находится 545 скважин, в том числе действующих 415, бездействующих 130. Фонд наблюдательных скважин — 427. В нагнетательном фонде находится 19 действующих скважин.

На рисунке 10 приведена карта текущего состояния разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения (V горизонт) на 01.06.2011 г.

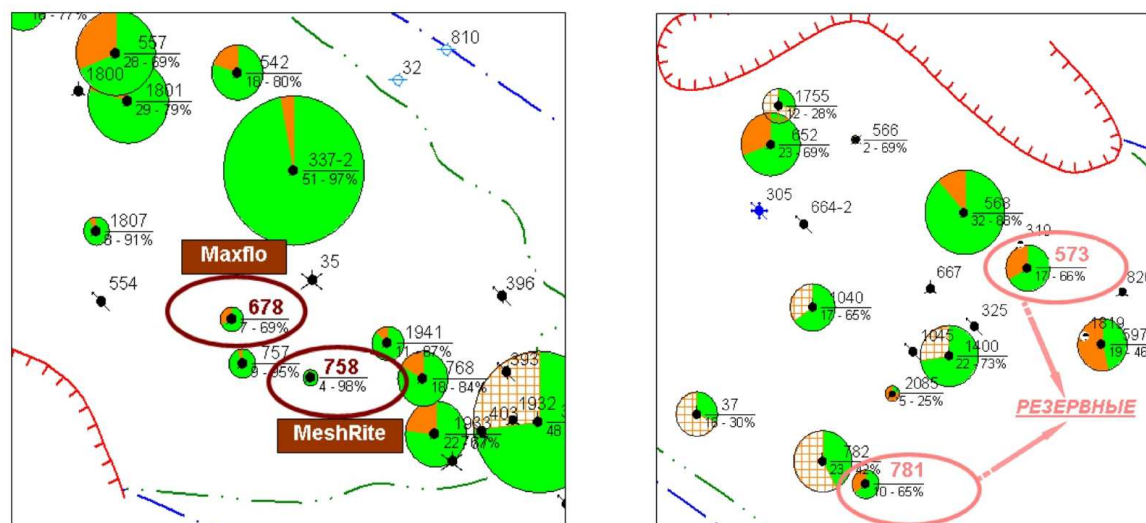


Рис. 10. Карта текущего состояния разработки Анастасиевско-Троицкого месторождения (V горизонт) на 01.06.2011 г.

Нефтяная залежь V горизонта первоначально разрабатывалась совместно с VI горизонтом в условиях отсутствия промысловых геофизических исследований и только в 80-х годах выделена в самостоятельный объект разработки.

Состояние скважин с признаками осложнений [18]

Состояние скважин с признаками осложнений, нуждающихся в использовании технологий крепления призабойной зоны, характеризуется наличием факторов:

- существенное сокращение межремонтного периода скважины по причинам интенсивного пескопроявления или заклинивания ГНО;
- высокое содержание механических примесей в добываемой продукции (> 1000 мг/л);
- скважины с невозможностью проведения интенсификации добычи нефти по причине пескопроявления.

В качестве метода ограничения пескопроявления использована фильтрационная защита.

В таблице 3 приведены данные по скважинам-кандидатам для спуска противопесочного фильтра (ППФ) на месторождениях ООО «РН – Краснодарнефтегаз».

Для примера приведены данные по одной из скважин.

Скважина № 678 — эксплуатируется с 1957 года, вскрыты продуктивные отложения V и VI горизонтов. С 1962 года работает только V горизонт. До 1991 года скважина работала фонтанным способом, средний дебит нефти за 34 года работы снизился с 19,6 до 1,5 тонн/сут., обводнённость продукции увеличивалась до 73,7 %, период безводной работы составил 9 лет.

В дальнейшем, с переводом механизированный способ добычи нефти — газлифт (классический принудительный газлифт с подачей газа в затрубное пространство) добыча нефти находилась на уровне 2,4 тонн/сут., обводненность на том же уровне.

В октябре-ноябре 2009 года проведён ГРП, реперфорация, получен ожидаемый прирост нефти — 9,5 тонн/сут., жидкости — 39,8 тонн/сут., обводнённость 70 %. Продолжительность эффекта от ГРП — 1,5 года. С февраля по май 2011 года проводились работы по ликвидации пробки и прихвата НКТ с использованием установки колтюбинга, а также КПЗП с пакером. Проведены повторный ГРП и реперфорация, а также повторное КПЗП (рис. 11).

По состоянию на 01.06.2011 г. скважина работает бескомпрессорным способом с дебитом нефти 2,3 тонн/сут., жидкости — 7,3 тонн/сут. и обводнённостью 68,8 %.

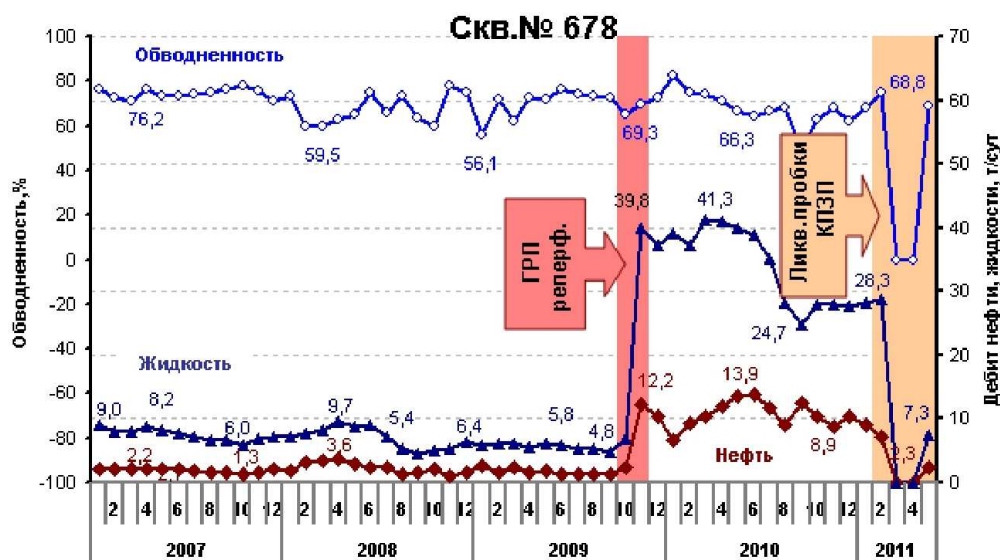


Рис. 11. Основные показатели добычи скважины № 678

Таблица 3 – Скважины-кандидаты для спуска ППФ на месторождениях ООО «РН – Краснодарнефтегаз»

| № п/п | Месторождение | № скв | Пласт | Ден э/ж | ИП | Размер отверстия | Кол-во отв/м | Площадь отв/м | Нзб (тек) | Н перф | СЭ | Тип насоса | Р буф загр | Н А | Фактический режим (данные замеров) | | | Состояние на конец месяца | Комментарий | Испытания ППФ | | |
|--------|------------------------|-------|-------|---------|---------------|------------------|--------------|---------------|-----------|--------|-----|----------------------|------------|-----|------------------------------------|--------------------|-----|------------------------------------|-----------------------------|---------------|----------|--|
| | | | | | | | | | | | | | | | Q нефти | Q жидкост | Обв | | | Подрядчик | Фильтр | |
| | | | | мм | м | мм | шт | см2 | м | м | м | м | атп | м | т/су | м ³ /су | % | | | | | |
| 1 | Анастасиевско-Троицкое | 1783 | VI | 120 | 1620,6-1628,0 | 19 | 10 | 1,1 | 1638,0 | 6,2 | Г/П | Воронка | 12 | 70 | 5,2 | 7,8 | 21 | в работе | КВЧ после КПЗП до 4000 мг/л | Schlumberger | MeshRite | |
| 2 | Анастасиевско-Троицкое | 1818 | VI | 125 | 1616,4-1624,8 | 19 | 20 | 2,3 | 1638,0 | 8,4 | Г/П | Воронка | 12 | 78 | 3,5 | 5,9 | 29 | в работе | КВЧ после КПЗП до 2700 мг/л | Weatherford | Maxflo | |
| 3 | Анастасиевско-Троицкое | 758 | V | 126 | 1632,4-1646,4 | 19 | 10 | 1,1 | 1651,6 | 8,4 | Г/П | Воронка | 21 | 114 | 2,0 | 10,8 | 78 | в работе | | Schlumberger | MeshRite | |
| 4 | Анастасиевско-Троицкое | 678 | V | 126 | 1633,0-1618,0 | 19 | 20 | 2,3 | 1641,0 | 15,0 | Г/П | Воронка | 8 | 111 | 6,7 | 25,2 | 68 | остановлена | КРС | Weatherford | Maxflo | |
| 5 | Западно-Анастасиевское | 702 | IVa | 126 | 1658,2-1670,4 | 19 | 20 | 2,3 | 1671,0 | 6,4 | ЭДН | УЭДН 5-6,3-1500 | 1 | 1 | 1,8 | 4,8 | 53 | 3 интервала перфорации, общ 11,2 м | Schlumberger | MeshRite | | |
| 6 | Западно-Анастасиевское | 2031 | IVa | 125 | 1653,5-1681,0 | 18 | 20 | 2,0 | 1684,0 | 27,5 | ЭЦН | 10,1 ЭЦНДП 5-25-1600 | 1,8 | 2 | 1,2 | 16,2 | 91 | в бездействии | ОПРС (Клин насоса) | Weatherford | Maxflo | |
| Резерв | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Анастасиевско-Троицкое | 573 | V | 130 | 1586,4-1578,4 | 19 | 20 | 2,3 | 1588,8 | 8,0 | Г/П | Воронка | 12 | 20 | 5,0 | 16 | 62 | в работе | | | | |
| 2 | Анастасиевско-Троицкое | 781 | V | 126 | 1615,5-1568,0 | 19 | 20 | 2,3 | 1670,0 | 47,5 | Г/П | Воронка | 2 | 1 | 3,1 | 9,6 | 61 | в работе | В скв. спущен защ. пакер | | | |
| 3 | Западно-Анастасиевское | 749 | IVa | 122 | 1648,8-1662,4 | 19 | 20 | 2,3 | 1699,0 | 8,0 | ЭЦН | ЭЦН 5-15-1500 | | | 3,8 | 11,5 | 60 | остановлена | ОПРС (нет подачи) | | | |
| 4 | Западно-Анастасиевское | 2028 | IVa | 127 | 1648,0-1653,0 | 19 | 20 | 2,3 | 1770,0 | 4,0 | ЭДН | УЭДН 5-4-1600 | 3 | 7 | 2,4 | 3,1 | 5 | остановлена | ОПРС (нет подачи) | | | |

Таким образом, состав осложнений газо- и нефтедобычи в значительной степени одинаков — падение дебита, водопескопроявления, износ промышленного оборудования, снижение запаса пластовой энергии и др. Отличительный признак состава осложнений газодобычи — гидратообразование. Водопескопроявление — наиболее значимое осложнение, на борьбу с которым направлены усилия учёных и технологов.

Разработаны принципы классификации осложнений с выделением базовых групп:

- породобусловленные — обводнение, пескопроявления, физический износ промышленного оборудования, пробкообразование, деградация и разрушение призабойной зоны;
- естественного происхождения — снижение дебита и пластового давления из-за истощения залежи;
- термодинамической природы — образование гидратов.

В заключении можно сделать следующие основные выводы:

1. На основе анализа существующих представлений об осложнениях добычи определён предварительный состав осложнений добычи. Отмечено, что пока ещё не сформулировано единой позиции по таким понятиям как осложнения и затруднения добычи, а также по ряду сопряжённых понятий. Не исследованы в достаточной степени взаимосвязи в системе осложнений, что необходимо для эффективного управления добычей в условиях активизации осложнений.

2. Общая тенденция для многих месторождений Краснодарского края — понижающаяся динамика дебитов газа, пластового давления, активизация пескопроявления, водопроявления и других видов осложнений.

3. Разработаны принципы классификации осложнений.

Литература:

1. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. — Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
2. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : Дисс. ... д-ра техн. наук. – М., 2013. – 432 с.
3. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ возможностей совершенствования буровой техники и условий её эксплуатации при решении задач повышения эффективности нефтедобычи с осложнёнными условиями // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ) [Электронный ресурс]. – Краснодар : КубГАУ, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/60.pdf>, 1,250 у.п.п.
4. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. – М. : ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 659 с.
5. Ланчаков Г.А. Повышение эффективности доработки сеноманских газовых залежей на основе системного совершенствования технологий добычи и подготовки газа : Дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Новый Уренгой, 2006. – 140 с.
6. Величкин А.В. Обоснование технико-технологических решений по повышению эффективности добычи и подготовки природного газа на севере Западной Сибири: Автореф. ... канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2013.
7. Моторин Д.В., Кротов П.С., Гурьянов В.В. Проблемы добычи газа на завершающем этапе разработки месторождений // Территория Нефтегаз. – М. : Издательство ЗАО «Камелот Пабблишинг», 2011. – № 10. – С. 50–53.
8. Плосков А.А. Экспериментальное моделирование режимов эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки сеноманских залежей : Автореф. ... канд. техн. наук. – М., 2013.
9. Епрынцева А.С. Разработка технико-технологических решений по эксплуатации скважин газовых месторождений на стадии падающей добычи : Автореф. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2012.
10. Облеков Г.И. Геологическое обоснование технологий управления разработкой уникальных газовых и газоконденсатных месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции : Дисс. ... д-ра геолого-минерал. наук. – Надым, 2009. – 404 с.

11. Архипов Ю.А. Совершенствование методов обоснования режимов работы газовых скважин : Дисс. ... канд. техн. наук. – М., 2011. – 159 с.
12. Квон В.Г. Термодинамическое моделирование фазовых равновесий углеводородных систем с водой и газовыми гидратами для повышения эффективности технологий в добыче газа : Дисс... канд. техн. наук. – М., 2008. – 166 с.
13. Свойства газовых гидратов. – URL : http://skomris.narod.ru/Obzory/gasgidraty_03.doc
14. Грунвальд А.В. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 2. – URL : http://ogbus.ru/authors/Grunvald/Grunvald_1.pdf
15. Отчёт по договору № 01/ПРОЧ-НИОКР/0153/4К/11.11 «Составление технологических проектов и дополнений к технологическим проектам разработки месторождений ООО «Газпром добыча Краснодар», этап 9 «Дополнение к проекту разработки Пригибского газового месторождения».
16. Отчёт о научно-исследовательской работе. Составление проектов и коррективов к проектам разработки газовых и газоконденсатных месторождений ООО «Кубаньгазпром». Этап 1 // Дополнение к проекту разработки Марковского газоконденсатного месторождения. Договор 4К/10.10. Ставрополь, 2010.
17. Бондаренко В.А., Климовец В.Н., Щетников В.И., Сухляев А.О., Долгов С.В., Шостак А.В. Опыт борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения Краснодарского края // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 2013. – № 6. – С. 17–21.
18. Бондаренко В.А. Повышение эффективности крепления призабойной зоны пласта с целью снижения пескопроявлений (на примере месторождений Краснодарского края) : Дисс. ... канд. техн. наук. – Краснодар, 2015. – URL : <http://kubstu.ru/scie/futdef/434>

References:

1. Savenok O.V. Optimization of functioning of operational equipment for increase of efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – South, 2013. – 336 p.
2. Savenok O.V. Increase of efficiency of basic and management information technologies when developing fields of hydrocarbons with hardly removable stocks : The thesis on competition of an academic degree of the Doctor of Engineering. – M., 2013. – 432 p.
3. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Arutyunyan Ampere-second. The analysis of opportunities of improvement of boring equipment and conditions of its operation at the solution of problems of increase of efficiency of oil production with the complicated conditions // the Polythematic network electronic scientific magazine of the Kuban state agricultural university (The scientific magazine of KUBGAU) [An electronic resource]. – Krasnodar : KubGAU, 2013. – No. 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/60.pdf>
4. Ter-Sarkisov P.M. Development of fields of natural gases. – M. : JSC Nedra Publishing House, 1999. – 659 p.
5. Lanchakov G. A. Increase of efficiency of further development of Cenomanian gas deposits on the basis of system improvement of technologies of production and preparation of gas: the thesis on competition of an academic degree of Candidate of Technical Sciences: 25.00.17. — Novy Uren-goy, 2006. — 140 pages.
6. Velichkin A.V. Justification of technical and technological decisions on increase of efficiency of production and preparation of natural gas in the north of Western Siberia : The abstract of the thesis on competition of an academic degree of Candidate of Technical Sciences. – St. Petersburg, 2013.
7. Motorin D.V., Moles P.S., Guryanov V.V. Gas production problems at the final stage of development of fields // the Neftegaz Territory. – M. : JSC Camelot Publishing publishing house, 2011. – No. 10. – P. 50–53.
8. Ploskov A.A. Experimental modeling of the modes of operation of wells on a closing stage of development of Cenomanian deposits : The abstract of the thesis on competition of an academic degree of Candidate of Technical Sciences. – M., 2013.
9. Epryntsev A.S. Development of technical and technological decisions on operation of wells of gas fields at a stage of the falling production : The abstract of the thesis on competition of an academic degree of Candidate of Technical Sciences. – Tyumen, 2012.
10. Shapes G.I. Geological justification of technologies of management of development of unique gas and gas-condensate fields of the West Siberian oil-and-gas province : The thesis on competition of an academic degree of the doctor of geological and mineralogical sciences. – Nadym, 2009. – 404 p.

11. Arkhipov Yu.A. Improvement of methods of justification of operating modes of gas wells : The thesis on competition of an academic degree of Candidate of Technical Sciences. – M., 2011. – 159 p.
12. Kwon V.G. Thermodynamic modeling of phase ravnovesiya of hydrocarbonic systems with water and gas hydrates for increase of efficiency of technologies in gas production : the thesis on competition of an academic degree of Candidate of Technical Sciences. – M., 2008. – 166 p.
13. Properties of gas hydrates. – URL : http://skomris.narod.ru/Obzory/gasgidraty_03.doc
14. Grunvald A.V. Use of methanol in the gas industry as inhibitor of hydrate formation and the forecast of its consumption during the period till 2030 // Oil and Gas Business, 2007. – No. 2. – URL : http://ogbus.ru/authors/Grunvald/Grunvald_1.pdf
15. Report on the contract No. 01/PROCh-NIOKR/0153/4K/11.11 «Drawing up technological projects and additions to technological projects of development of fields of JSC Gazprom dobycha Krasnodar, stage 9». Addition to the project of development of the Prigibsky gas field.
16. Report on research work. Designing and amendments to projects of development of gas and gas-condensate fields of JSC Kubangazprom. Stage 1 // Addition to the project of development of the Markov gas-condensate field. Contract 4K/10.10. Stavropol, 2010.
17. Bondarenko V.A., Klimovets V.N., Shchetnikov V.I., Sukhlyayev A.O., Debts S.V., Shostak A.V. Experience of fight against peskoproyavleniye at operation of wells of the Anastasiyevsko-Troitsky field of Krasnodar Krai // Construction of Oil and Gas Wells by Land and by Sea. – M. : VNIIOENG, 2013. – No. 6. – P. 17–21.
18. Bondarenko V.A. Increase of efficiency of fastening of a bottomhole zone of layer for the purpose of decrease in peskoproyavleniye (on the example of fields of Krasnodar Krai) : The thesis on competition of an academic degree of Candidate of Technical Sciences. – Krasnodar, 2015. – URL : <http://kubstu.ru/scie/futdef/434>