

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА Д-III ЗАПАДНО-КОММУНАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Иолчуев А. М., Самойлов А. С.

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», институт Нефти, газа и энергетики, alifootball@mail.ru, aleksandr3105@inbox.ru

В статье проведён анализ текущего состояния разработки пласта Д-III Западно-Коммунарского месторождения. Описан процесс разработки пласта с начала эксплуатации. Показано, что по Западно-Коммунарскому месторождению эффективным методом, способствующим очистке призабойной зоны от АСПО и разрушению водонефтяных эмульсий, являются только обработки призабойных зон растворителями (обработки ПАВ и горячей нефтью показали низкую эффективность). Наиболее эффективным мероприятием, позволившим существенно увеличить добычу нефти по месторождению, является гидроразрыв пласта.

Ключевые слова: нефтегазоводоносность месторождения; коллекторские свойства пласта; физико-химические свойства нефти, газа и воды; подсчёт запасов нефти и газа; анализ применения геолого-технических мероприятий; характеристика системы воздействия на пласт; характеристика действующего добывающего фонда скважин.

1. Общие сведения о месторождении

Западно-Коммунарское месторождение, включающее в себя собственно Западно-Коммунарское, Чаганское, Пеньковское, Мало-Мальшевское, Можаровское и Шарлыкское поднятия, расположено в пределах Кинельского административного района Самарской области, в 53 км к востоку-юго-востоку от г. Самары. Вблизи Западно-Коммунарского месторождения находятся Ильменевское, Спиридоновское, Северо-Максимовское, Евгеньевское, Утевское и Дмитриевское месторождения.

В процессе поисково-разведочного и эксплуатационного бурения на 6 поднятиях Западно-Коммунарского месторождения пробурено 74 скважины. Породы архейского возраста вскрыли 37 скважин: на Западно-Коммунарском поднятии – 15 скважин; на Чаганском – 14; на Мало-Малышевском – 2; на Пеньковском – 1; на Можаровском – 4 и Шарлыкском – 1.

В геологическом строении Западно-Коммунарского месторождения принимают участие отложения девонского, каменноугольного, пермского, неогенового и четвертичного возрастов, залегающих на поверхности кристаллического фундамента архейского возраста. Общая толщина осадочного чехла достигает 3290 м. Расчленение разреза проведено по данным каротажа с учётом керна по глубоким поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам, пробуренным на Западно-Коммунарском месторождении.

2. Тектоника

Западно-Коммунарское месторождение нефти в региональном плане по поверхности кристаллического фундамента и терригенному девону приурочено к западной бортовой части Бузулукской впадины. По отложениям нижнего карбона месторождение приурочено к юго-западному (внешнему) борту Муханово-Ероховского прогиба. Для района Западно-Коммунарского месторождения от Можаровского до Мало-Малышевского поднятия характерно региональное погружение палеозойских отложений в юго-восточном направлении. Градиент погружения возрастает с глубиной от 9 м на 1 км по горизонту «В», до 21 м на 1 км по горизонту «А». Это осложняет локальные выступы фундамента, объединённые условно в непротяжённые гряды (валы) и разделяющие их прогибы. По результатам сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведённых в 2005 году в пределах Западно-Коммунарского месторождения, на Можаровском и Шарлыкском поднятиях поверхность кристаллического фундамента погружается от абсолютной отметки минус 3075 м до 3150 м, на Чаганском и Пеньковском поднятиях от абсолютной отметки минус 3146 м до 3200 м и отмечается блоковое его строение. На формирование структурных планов по отражающим гори-

зонтам «Т» и «У» значительное влияние оказало наличие Муханово-Ероховского прогиба. В восточной части участка при сохранении общего структурного плана он делится на внутреннюю и внешнюю бортовые зоны. Шарлыкское и Можаровское поднятия относятся к внешней бортовой зоне. Выше по разрезу отмечаются изменения размеров, конфигурации и амплитудной выразительности, иногда происходит выполаживание структурных форм, иногда поднятия в виде замкнутых не выделяются и им соответствуют структурные носы. В восточной части площади в субмеридиональном направлении картируются Низовский и Западно-Пеньковский локальные выступы. Вдоль западной границы участка прослежен фрагмент Сидоровско-Георгиевского грабенообразного прогиба, борта которого осложнены разрывными нарушениями. По отражающему горизонту «Д», сопоставляемому с поверхностью терригенных отложений девонского возраста, Сидоровско-Георгиевский прогиб не выделяется. Над северо-западным склоном локального выступа, осложняющего по отражающему горизонту «А» западный борт Сидоровско-Георгиевского ДГП, картируется Чаганское поднятие. Низовское и Пеньковское поднятия осложняют непротяжённую приподнятую зону субмеридиональной ориентации, ограниченную сбросами того же направления. По отражающему горизонту «У», сопоставляемому с кровлей бобриковского горизонта, над куполами Чаганской структуры картируется единое локальное поднятие северо-восточной ориентации. Размер Пеньковского поднятия уменьшается. По данным бурения и данным сейсморазведки на Чаганском и Пеньковском поднятиях установлены несоответствия структурных планов по отражающим горизонтам «У» и «Д».

3. Нефтегазоводоносность

Залежь пласта Д-III залегает на средней глубине 3187 м и вскрыт 14 скважинами. Промышленный характер залежи доказан опробованием и эксплуатацией 12 скважин (№№ 56, 58, 60, 64, 84, 91, 94, 95, 96, 99, 100 и 200). Эксплуатация пласта начата в 1988 году скважиной № 56. Общая толщина пласта изменяется в пределах 11,0-31,4 м. Толщина проницаемых песчаных прослоев, количе-

ство которых достигает 6, изменяется от долей метра до 27,8 м, толщина разделяющих их плотных прослоев колеблется от 0,3 до 7,2 м.

ВНК принят на абсолютной отметке – 3112 м по данным ГИС в скважинах №№ 56, 91, 62 и опробования в скважине № 56, где из интервала 3155-3172 м (–3093,9 ÷ –3110,9 м) получен фонтан нефти. Водонасыщенная кровля пласта в скважине № 69 на абсолютной отметке – 3113,6 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,2 (скважина № 62) до 26,2 м (скважина № 96). Залежь пластового типа, со значительной по площади водонефтяной зоной. Размеры залежи – 3,2×2,1 км, высота – 40 м.

4. Коллекторские свойства пласта

Коллекторские свойства изучаются по керну, ГИС и ГДИС. Пористость керна определялась по ГОСТ 26450.1-85 методом насыщения жидкости по Преображенскому, измерение газопроницаемости – в соответствии с ГОСТ 26450.2-85 – методами стационарной и нестационарной фильтрации воздуха. Измерения проницаемости производились на образцах в направлении, параллельном напластованию. Оценка водоудерживающей способности пород производилась методом центрифугирования.

По материалам промыслово-геофизических исследований (ГИС) пористость нефтенасыщенной части продуктивных пластов в целом по рассматриваемым объектам оценивалась по 462 интервалам 63 скважин: на Западно-Коммунарском поднятии материалы ГИС интерпретировались по 204 интервалам 24 скважин. Средние значения пористости и начальной нефтенасыщенности по ГИС рассчитывались как средневзвешенные по толщинам эффективных нефтенасыщенных интервалов пластов.

Расчёт проницаемостей продуктивных пластов проводился по результатам исследований 26 скважин: на Западно-Коммунарском поднятии – по результатам исследований 11 скважин.

5. Физико-химические свойства нефти, газа и воды

Физико-химические свойства нефти, газа и воды изучаются по данным исследований глубинных и поверхностных проб. Отобраны и изучены 8 глубинных проб (из скважин №№ 56, 58, 60 и 64) и 13 поверхностных проб (12 из вышеречисленных скважин и 1 из скважины № 200). По результатам исследования этих проб пластовая нефть относится к лёгким (с плотностью 754,0 кг/м³), маловязким (с динамической вязкостью 1,07 мПа·с). Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре составляет 8,28 МПа, газосодержание – 74,78 м³/т. После расчёта дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составила 811,0 кг/м³, газовый фактор – 60,10 м³/т, объёмный коэффициент – 1,152, динамическая вязкость разгазированной нефти – 4,68 мПа·с.

В газе, выделившемся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, не содержится сероводорода, присутствие углекислого газа 0,71 %, азота 8,66 %, сравнительно много гелия – 0,124 %. Мольное содержание метана – 46,99 %, этана – 18,45 %, пропана – 16,75 %, высших углеводородов (пропан + высшие) – 25,19 %. Относительная плотность газа по воздуху – 0,986, а теплотворная способность – 49622,0 кДж/м³.

Товарная характеристика нефти: сернистая (массовое содержание серы в нефти 0,82 %), малосмолистая (2,58 %), парафиновая (5,21 %). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 53,0 %.

6. Подсчёт запасов нефти и газа

Расчёт балансовых, извлекаемых и остаточных запасов нефти и газа по пласту Д-III Западно-Коммунарского месторождения проведён по состоянию на 01.01.2017 г.

Подсчёт запасов нефти проводится по формуле объёмного метода

$$Q_{бал} = F \cdot h \cdot m \cdot \lambda \cdot \rho \cdot \theta, \quad (1)$$

где $Q_{бал}$ – балансовые запасы, тыс. тонн;

F – площадь нефтеносности ($F = 6005$ тыс. м²);

h – средняя эффективная нефтенасыщенная толщина ($h = 10,4$ м);

m – коэффициент пористости ($m = 0,16$ доли ед.);

λ – коэффициент нефтенасыщенности ($\lambda = 0,88$ доли ед.);

ρ – плотность нефти в поверхностных условиях ($\rho = 0,811$ т/м³);

θ – пересчётный коэффициент ($\theta = 0,868$ доли ед.).

Определяем начальные балансовые запасы нефти:

$$Q_{\text{бал}} = 6005 \cdot 10,4 \cdot 0,16 \cdot 0,88 \cdot 0,811 \cdot 0,868 = 6190 \text{ тыс. тонн.}$$

Определяем извлекаемые запасы нефти:

$$Q_{\text{извл}} = Q_{\text{бал}} \cdot K, \quad (2)$$

где K – коэффициент нефтеизвлечения (для пласта Д-III $K = 0,624$ доли ед.).

$$Q_{\text{извл}} = 6190 \cdot 0,624 = 3863 \text{ тыс. тонн.}$$

Остаточные балансовые запасы нефти на 01.01 2017 г. составят:

$$Q_{\text{бал.ост}} = Q_{\text{бал}} - Q_{\text{доб}}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{доб}}$ – добыча нефти с начала разработки на анализируемую дату (

$$Q_{\text{доб}} = 2172 \text{ тыс. тонн}).$$

$$Q_{\text{бал.ост}} = 6190 - 2172 = 4018 \text{ тыс. тонн.}$$

Остаточные извлекаемые запасы на 01.01 2017 г. составляют:

$$Q_{\text{извл.ост}} = Q_{\text{извл}} - Q_{\text{доб}}. \quad (4)$$

$$Q_{\text{извл.ост}} = 3863 - 2172 = 1691 \text{ тыс. тонн.}$$

Расчёт балансовых, извлекаемых и остаточных запасов газа:

$$V_{\text{бал.нач}} = Q_{\text{бал.нач}} \cdot \Gamma, \quad (5)$$

где Γ – газовый фактор (по пласту Д-III $\Gamma = 72,9$ м³).

$$V_{\text{бал.нач}} = 6190 \cdot 72,9 = 451,25 \text{ млн. м}^3.$$

$$V_{\text{извл}} = Q_{\text{извл}} \cdot \Gamma = 3863 \cdot 72,9 = 281,6 \text{ млн. м}^3.$$

Остаточные балансовые запасы газа на 01.01.2017 г.:

$$V_{\text{бал.ост}} = Q_{\text{бал.ост}} \cdot \Gamma = 4018 \cdot 72,9 = 292,9 \text{ млн. м}^3.$$

$$V_{\text{извл.ост}} = Q_{\text{извл.ост}} \cdot \Gamma = 1691 \cdot 72,9 = 123,3 \text{ млн. м}^3.$$

Таким образом, по Западно-Коммунарскому месторождению:

- начальные балансовые запасы нефти – 6190 тыс. тонн;
- начальные извлекаемые запасы нефти – 3863 тыс. тонн;
- остаточные балансовые запасы нефти – 4018 тыс. тонн;
- остаточные извлекаемые запасы нефти – 1691 тыс. тонн.

7. Основные решения проектных документов

До 1990 года все поднятия Западно-Коммунарского месторождения считались самостоятельными месторождениями и, соответственно, проектные документы на разработку составлялись отдельно по поднятиям и в разные годы. В 1990 году принято решение об объединении собственно Западно-Комунарской, Чаганской, Мало-Малышевской, Пеньковской, Можаровской и Шарлыкской площадей в единый объект разработки по сходству геологического строения и положению к системе сбора. За весь период разработки месторождения составлены следующие проектные работы.

В 1988 году был составлен ТЭС ОКН «Проект пробной эксплуатации пластов А₄ и Д_{III} Западно-Коммунарского месторождения». Первым проектным документом на разработку залежей пластов А₄ и Д-III является «Проект пробной эксплуатации пластов А₄ и Д-III», выполненный в 1988 году. Согласно этой работы, на залежь пласта А₄ предусматривалось бурение 3 проектных скважин №№ 81, 82 и 83 с вводом их в эксплуатацию в 1990 году, расстояние между скважинами 400 м, залежь пласта Д-III рекомендовалось разрабатывать двумя скважинами: разведочной № 56 и проектной № 84 с расстоянием между скважинами 400 м, ввод скважины № 84 был запланирован на 1991 год.

В 1990 году был составлен ТЭС ОКН «Технологическая схема Западно-Коммунарского месторождения», в которой рассматривались вопросы разработки пластов А₄, Б₂ и Д-III. К моменту составления технической схемы на куполе были пробурены 3 разведочные скважины № 58, 60 и 64, по данным бурения которых были уточнены структуры пластов А₄ и Д-III. По пласту Д-III было

рассмотрено 2 варианта разработки, предусматривающие бурение 11 проектных скважин: № 84, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99 и 100. К реализации был рекомендован 2 вариант – с применением очагового заводнения в 4 скважины (№№ 60, 56, 58 и 100). Согласно этой работы, на залежь проектировалось бурение 2 проектных скважин №121 и 122 по треугольной сетке 300×300 м; кроме того, к бурению была утверждена одна резервная скважина. Вопрос о поддержании пластового давления должен быть решён по итогам пробной эксплуатации залежи.

В 2000 году был составлен документ «Дополнение к технологической схеме разработки Западно-Коммунарского месторождения», согласно которому разработка залежи должна была вестись 11 добывающими и 4 нагнетательными скважинами, для чего в 2002 году планировался ввод скважины № 60 из бездействия, а к бурению утверждены 6 скважин (№№ 90, 92, 93, 94, 95 и 97). Бурение скважин планировалось на 2002-2006 гг. В дополнение к этому из 3 скважин (№№ 90, 92 и 94) предусматривается забуривание боковых горизонтальных стволов с протяжённостью горизонтального участка 300 м каждый. Бурение боковых стволов запланировано на 2009-2011 гг. по одному стволу в год. 4 скважины (№№ 56, 58, 60 и 100) переводятся под закачку воды с биополимером марки БП-92 (скважина № 100 – на 2001 год, скважина № 58 – 2003 год, скважина № 60 – на 2004 год, скважина № 93 – на 2009 год). Закачку биополимера решено начать после окончания формирования системы заводнения – в 2010 году.

Последним проектным документом, составленным на разработку Западно-Коммунарского месторождения, является «Авторский надзор за разработкой Западно-Коммунарского месторождения», выполненный в 2005 году и утверждённый по 2 варианту на период 2006-2008 гг. На момент составления «Авторского надзора» остались не пробуренными 4 скважины (№№ 90, 92, 93 и 97), поэтому в работе бурение оставшихся проектных скважин планировалось на 2008-2011 гг. (всего 4 скважины, в т.ч. 3 добывающие и 1 нагнетательная с двухгодичной отработкой на нефть). Вопрос о бурении боковых горизонталь-

ных стволов предлагалось решить после уточнения геологического строения залежи и пересчёта запасов.

8. Анализ разработки пласта Д-III с начала эксплуатации

Анализируемый пласт Д-III ввёлся в разработку в 1988 году вводом в эксплуатацию добывающей скважины № 56 с дебитом 54 тонн/сут. Сетка скважин неравномерная по площади залежи. Весь процесс разработки с начала эксплуатации и до момента вывода его из эксплуатации условно можно разделить на 4 стадии. Первая стадия (1988-2003 гг.) – ввод месторождения в эксплуатацию, рост добычи нефти – характеризуется разбуриванием залежи и её обустройством. На первой стадии добывается, как правило, безводная нефть.

Разработка началась в 1988 году одной разведочной скважиной. С 1989 года началось эксплуатационное разбуривание ещё 3 скважин, что привело к резкому росту годовой добычи. В течение первых 14 лет разработки (1989-2001 гг.) добыча нефти удерживалась в среднем в диапазоне от 64 до 84 тыс. тонн, несмотря на увеличение действующего фонда скважин за счёт ввода новых скважин. Всего за этот период пребывало в эксплуатации до 8 скважин. С 2002 года наблюдается рост годовых уровней отбора в связи с изменением режимов работы скважинного оборудования и проведением геолого-технических мероприятий. В 1998-2000 гг. по скважине № 91 проводились обработки призабойных зон (ОПЗ) скважин ПАВ и горячей нефтью. В 2003-2004 гг. на 5 скважинах (№№ 58, 91, 94, 95 и 200) проведено ГРП, после которого на скважинах №№ 58, 91 и 95 получено увеличение дебита нефти в 1,5-3,4 раза и снижение обводнённости на 5-20 %. Организация системы ППД по залежи начата на десятом году разработки пласта в 1997 году. Под закачку воды была переведена из добывающего фонда скважина № 100, расположенная в южной части залежи. В 1999-2000 гг. нагнетательная скважина № 100 находилась в бездействии и закачка воды в пласт не велась. В августе 2004 года под нагнетание переведена добывающая скважина № 60, расположенная на северном крыле залежи. На конец первой стадии среднесуточный дебит составлял 62,6 тонн/сут., а годовая добы-

ча нефти была 219,1 тыс. тонн, обводнённость – 27,1 %, темп отбора увеличился до 5,7 %. Вторая стадия (2004 год) называется стабилизацией добычи нефти, характеризуется достижением максимальной добычи нефти и соответствует выходу разработки пласта на запроектированные показатели, так как обычно полностью осваивается система поддержания пластового давления (ППД) и добуриваются резервные скважины.

Вторая стадия была непродолжительна и составляла всего 1 год. На этой стадии дебит нефти был максимальный и составлял 273,6 тонн/сут. Обводнённость составила 17,8 %. Степень выработки составляет 41,7 %. В 2004 году скважина № 100 переведена на пласт Д-I в качестве добывающей, а вместо неё на южном крыле пласта Д-III под закачку воды была освоена пьезометрическая скважина № 69.

Третья стадия (2005-2017 гг.) является периодом падающей добычи нефти. Она характеризуется падением добычи нефти и значительным ростом обводнённости при заводнении пластов и неуклонным её нарастанием, а также снижением добывающего фонда скважин. Длительность стадии больше всего зависит от темпа обводнения пласта. Обводнённость увеличилась и стала составлять 41,5 %. Достигнута максимальная степень выработки 56 %. Третья стадия длится до сегодняшнего дня.

До 1996 года разработка велась без ППД. Основными причинами обводнения до применения на месторождении системы поддержания пластового давления являются геолого-физические и технологические факторы. Обводнение к концу первой стадии достигло 54%. Это можно объяснить и более высокими коллекторскими свойствами пласта, и высоким темпом отбора нефти с начала эксплуатации, и более обширной водонефтяной зоной. К началу внедрения закачки пластовое давление снизилось в среднем на 4 МПа.

9. Анализ применения геолого-технических мероприятий

Результаты применения технологий повышения нефтеотдачи пластов на Западно-Коммунарском месторождении показали, что они обеспечивают добычу нефти из пластов и позволяют поддерживать стабильный уровень добычи.

Рассмотрим применение геолого-технических мероприятий (ГТМ) на пласте Д-III Западно-Коммунарского месторождения:

1. ОПЗ горячей нефтью скважины № 91 пласта Д-III (дважды). Результата от обработок нет.

2. ОПЗ ПАВ – 2 обработки на скважине № 91 пласта Д-III. Первая обработка оказалась неуспешной, вторая – вызвала незначительное увеличение дебита жидкости. Дополнительная добыча нефти составила 0,02 тыс. тонн.

3. Гидропескоструйная перфорация проведена на скважине № 99 пласта Д-III. Мероприятие оказалось эффективным и позволило увеличить дебит скважины по жидкости с 2,0 до 19,8 м³/сут., а по нефти – с 1,0 до 8,8 тонн/сут. Дополнительная добыча нефти составила 0,56 тыс. тонн.

4. На 6 добывающих скважинах пласта Д-III проведён гидроразрыв пласта. 4 обработки проведены в 2003 году фирмой «Schlumberger». Скважина № 68 была введена из бездействия с ГРП. В остальных случаях ГРП позволил получить до 20,0 тыс. тонн дополнительной добычи нефти за год от обработки и значительно увеличить дебит скважин.

Таким образом, по Западно-Коммунарскому месторождению из методов, способствующих очистке призабойной зоны от АСПО и разрушению водонефтяных эмульсий, эффективна только ОПЗ растворителями (обработки ПАВ и горячей нефтью показали низкую эффективность). Наиболее эффективным мероприятием, позволившим существенно увеличить добычу нефти по месторождению, является гидроразрыв пласта.

10. Характеристика системы воздействия на пласт

Большая часть месторождений в России разрабатывается с системой поддержания пластового давления путём закачки воды в пласт. Заводнения пластов подразделяются на законтурное, приконтурное, внутриконтурное, очаговое, из-

бирательное, барьерное и различные их сочетания. Внутриконтурное заводнение, в свою очередь, делится на блоковое (или рядное) и площадное.

В настоящее время Западно-Коммунарское месторождение разрабатывается с поддержанием пластового давления продуктивного нефтяного пласта Д-III. Закачка воды была начата с 2004 года в нагнетательную скважину № 60.

Фонд нагнетательных скважин по состоянию 01.01.2017 г. на Западно-Коммунарском месторождении составляет 2 скважины. Система заводнения – очаговая. С начала заводнения, пока происходило постепенное накопление компенсации отбора жидкости закачкой, пластовое давление некоторое время продолжало снижаться. Текущая компенсация в этот период не превышала 97 %. Среднее по залежи пластовое давление на 01.01.2017 г. составляло 19,7 МПа.

11. Анализ текущего состояния разработки Западно-Коммунарского месторождения

С начала разработки было отобрано 2172 тыс. тонн нефти и 2922,9 тыс. тонн жидкости. Степень выработки извлекаемых запасов, числящихся на балансе, достигла 50,5 % при обводнённости 41,5 %. Текущий КИН равен 0,315.

Накопленная закачка воды в пласт составила 814,7 тыс. м³. Компенсация годовых отборов жидкости закачкой колебалась в пределах 0,11-77,5 %, компенсация суммарного отбора составляет – 21,2 %.

12. Характеристика действующего добывающего фонда скважин

На характеристики эксплуатации действующего добывающего фонда оказывают влияние геологические и технологические факторы. К геологическим факторам относится сложное геологическое строение объекта и низкие фильтрационно-емкостные свойства.

Максимальный дебит нефти наблюдался в скважине № 93 (498 тонн/сут.), скважина № 58 введена в накопление, следовательно, у неё нулевой дебит. Минимальный дебит наблюдался в скважине № 64 (3,2 тонн/сут.). Максимальное

количество скважин содержится в интервалах до 10 и выше 120 тонн/сут., в интервале 80-110 тонн/сут. отсутствуют скважины с таким дебитом нефти. Малодебитных скважин нет. Минимальный дебит жидкости наблюдается в скважине №56 и №58 со значением 4-5 м³/сут., поэтому скважину № 56 ввели в бездействие. Максимальный дебит на объекте в скважине № 93 со значением – 704 м³/сут.

13. Определение эффективности разработки Западно-Коммунарского месторождения

Для наиболее полной и эффективной выработки запасов нефти пласта необходимо:

- бурение проектных скважин на неохваченных выработкой участках залежи в зонах максимальных остаточных нефтенасыщенных толщин;
- внесение корректив в существующую систему ППД;
- внедрение методов физико-химического воздействия на пласт и призабойную зону скважин.

Пласт Д-III является основным объектом разработки на Западно-Коммунарском месторождении и по состоянию на 01.01.2017 г. разрабатывается 7 добывающими и 2 нагнетательными скважинами. Степень выработки НИЗ составляет 56,0 %. Система размещения скважин неупорядоченная. Пласт недостаточно охвачен дренированием. Расстояние между скважинами составляет от 350 до 500 м. В дополнение к имеющемуся фонду планируется бурение 12 скважин, из которых 6 добывающих скважин (№№ 92, 93, 97, 103, 111 и 109), 4 нагнетательные скважины (№№ 89, 190, 191 и 195) и 2 резервные добывающие скважины (№№ 198 и 199). Для усиления существующей системы ППД нагнетательные скважины вводятся под закачку без отработки на нефть. В скважине № 89 предполагается приобщение пласта Д-II для проведения совместно-раздельной закачки. Замер закачиваемой воды в случае проведения совместной закачки будет производиться раздельно по каждому пласту.

Скважины расположены на структуре по равномерной треугольной сетке, с расстоянием между скважинами 350-450 м в зонах остаточных нефтенасыщенных толщин до 6 м. Разработка включает комплекс мероприятий по физико-химическому воздействию на пласт и призабойную зону скважин.

Для снижения скин-фактора в призабойной зоне рекомендуются глино-кислотные обработки. С целью снижения обводнённости добывающих скважин и выравнивания профиля притока предлагается использовать для ОПЗ полимерные материалы – кремнийорганические соединения, а именно составы «АКОР», разработанные в ОАО «НПО «Бурение».

Для повышения степени выработки слабодренлируемых запасов нефти предлагается к внедрению потокоотклоняющая технология на основе неорганического геля, включающая в себя закачку реагента «ГАЛКА» через систему нагнетательных скважин. Разработка пласта Д-III предполагает в отдельных скважинах совместно-раздельную эксплуатацию: в скважине № 103 совместно с пластом Д-I, в скважине № 111 совместно с пластом Д-II. Изменения учитываются в экономических расчётах с учётом дополнительных затрат на совместную эксплуатацию.

Плотность сетки скважин в пределах текущего контура составит 20,4 га/скв., на 1 скважину придётся 113,7 тыс. тонн остаточных извлекаемых запасов. Максимальный годовой отбор нефти – 219,6 тыс. тонн при темпе отбора 5,7 % будет достигнут в 2019 году. К концу разработки накопленный отбор нефти составит 3,877 тыс. тонн при предельной обводнённости продукции 98,5 %, конечный КИН будет равен утверждённому и составит 0,624.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Проект пробной эксплуатации пластов А₄ и Д-III Западно-Коммунарского месторождения». – Самара: «СамараНИПИнефть», 1988.
2. «Технологическая схема Западно-Коммунарского месторождения». – Самара: «СамараНИПИнефть», 1990.
3. «Дополнение к технологической схеме разработки Западно-Коммунарского месторождения». – Самара: «СамараНИПИнефть», 2000.
4. «Авторский надзор за разработкой Западно-Коммунарского месторождения». – Самара: «СамараНИПИнефть», 2005.

5. Анализ разработки пласта объекта ДЗ Западно-Коммунарское месторождение [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2bd78a4d53b89521216d26_0.html
6. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
7. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1. – 348 с.
8. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 2. – 348 с.
9. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
13. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
14. Попов В.В., Богущ И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебное пособие. – Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
15. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.

REFERENCES

1. «Proekt probnoj ehkspluatatsii plastov A4 i D-III Zapadno-Kommunarskogo mestorozhdeniya». – Samara: «SamaraNIPIneft'», 1988.
2. «Tekhnologicheskaya skhema Zapadno-Kommunarskogo mestorozhdeniya». – Samara: «SamaraNIPIneft'», 1990.
3. «Dopolnenie k tekhnologicheskoy skheme razrabotki Zapadno-Kommunarskogo mestorozhdeniya». – Samara: «SamaraNIPIneft'», 2000.
4. «Avtorskij nadzor za razrabotkoj Zapadno-Kommunarskogo mestorozhdeniya». – Samara: «SamaraNIPIneft'», 2005.
5. Analiz razrabotki plasta ob"ekta D3 Zapadno-Kommunarskoe mestorozhdenie [EHlektronnyj resurs]. Rezhim dostupa: http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a2bd78a4d53b89521216d26_0.html
6. Antoniadi D.G., Savenok O.V., SHostak N.A. Teoreticheskie osnovy razrabotki neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 203 s.
7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfal'to-smolo-parafinovye otlozheniya i gidratoobrazovaniya: preduprezhdenie i udalenie: v 2 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – YUG», 2011. – Т. 1. – 348 s.

8. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfal'to-smolo-parafinovyie otlozheniya i gidratoobrazovaniya: preduprezhdenie i udalenie: v 2 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2011. – T. 2. – 348 s.
9. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. EHkologiya pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUg», 2011. – 603 s.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2012-2015. – T. 1-4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2013-2014. – T. 1-4.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V., YAreimijchuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2016. – 576 s.
13. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., YAreimijchuk R.S. Osvoennyya naftovih i gazovih sverdlovin. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.
14. Popov V.V., Bogush I.A., Tret'yak A.YA., Savenok O.V., Lavrent'ev A.V. Poiski, razvedka i ehkspluataciya mestorozhdenij nefti i gaza: uchebnoe posobie. – Novocherkassk: YURGPU (NPI), 2015. – 322 s.
15. Savenok O.V. Optimizaciya funkcionirovaniya ehkspluatacionnoj tekhniki dlya povysheniya ehffektivnosti neftepromyslovyh sistem s oslozhnyonnymi usloviyami dobychi. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2013. – 336 s.

ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT OF THE D-III RESERVOIR OF THE ZAPADNO-KOMMUNARSKOYE FIELD

Iolchuev A. M., Samoylov A. S.

Kuban state technological university, Institute of Oil, Gas and Energy

The article analyzes the current state of development of the D-III reservoir of the Zapadno-Kommunarskoye field. The process of reservoir development from the beginning of operation is described. It is shown that according to the Zapadno-Kommunarskoye field, only treatment of bottomhole zones by solvents (treatment of surfactants and hot oil showed low efficiency) is an effective method that facilitates the cleaning of the bottom-hole zone from asphalt-resin-paraffin deposits and the destruction of water-oil emulsions. The most effective measure, which allowed to significantly increase oil production in the field, is hydraulic fracturing of the reservoir.

Keywords: oil, gas and water content of the field; reservoir properties; physical and chemical properties of oil, gas and water; calculation of oil and gas reserves; analysis of the application of geological and technical measures; characterization of the formation impact system; characteristic of the operating well stock.

