

Рис.1 Схема размещения месторождений нефти и газа в нижнепермских месторождениях

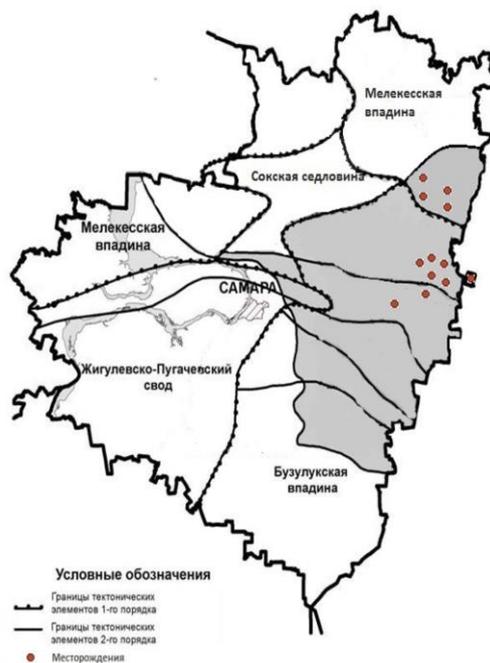


Рис. 2. Схема размещения месторождений нефти и газа в среднепермских месторождениях

Литература

1. Аширов К.Б. Геологическая обстановка формирования нефтяных и нефтегазовых месторождений Среднего Поволжья. – Гос. ин-т по проектированию и исслед. работам нефтедобывающей пром-ти. Гипровостокнефть. – М.: Недра, 1965. – 172 с.
2. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Под ред. С.П. Максимова. – М.: Недра, 1970. – 93 с.
3. Форш Н.Н. К методике структурного анализа платформенных тектонических структур. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – 48 с.
4. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. – М.: Наука, 1973. – 171–173 с.

АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА БС₈ МАМОНТОВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ – ЮГРА)

В.А. Реховская

Научный руководитель доцент Н.М. Недолишко

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Мамонтовское нефтяное месторождение располагается в центральной части Среднеобской низменности Западно-Сибирской равнины. Территория месторождения расположена на левобережье р. Оби в междуречье Большого Югана и Большого Салыма, находящихся на Среднеобской низменности. В тектоническом плане месторождение приурочено к структуре третьего порядка, которая располагается на Пимском валу. Российская компания ООО «РН-Юганскнефтегаз» является оператором на Мамонтовском нефтяном месторождении [2].

Мамонтовское нефтяное месторождение, разрабатываемое с 1970 года, является уникальным по величине начальных извлекаемых запасов нефти (650 млн. т).

Продуктивные пласты на Мамонтовском месторождении относятся к неокомскому нефтегазоносному комплексу и представлены группой пластов АС (АС₄, АС₅₋₆) и БС (БС₆, БС₈, БС₁₀, БС₁₁). Залежи находятся на глубине 1900–2500 м, характеризуются нормальными значениями пластовых давлений (19,5–24,8 Мпа) и температур (63–80 Т) и относятся к пластово-сводовому типу.

Пласт БС₈ разрабатывается с 1980 года. Содержит около 2 % извлекаемых запасов нефти. Максимальная добыча нефти 0,543 млн. т. достигнута в 1988 году, при обводненности 64 % и отборе 32 % запасов, при темпе отбора НИЗ 4,8 %.

Пласт БС₈ залегаёт на глубине 2275 м под толщей сарманских глин, являющейся надёжной крышкой для залежи. Размеры залежи 12,7 км, контуры ее слабо извилисты. Общая толщина пласта 9,6 м, эффективная 5,8 м. Нефтенасыщена только верхняя часть пласта, залежь полностью подстилается водой. Эффективная нефтенасыщенная

толщина достигает в центральной части залежи 12 м. При этом нефтенасыщенные прослои отделены от водонасыщенной части пласта выдержанными непроницаемыми прослоями. Зон литологического замещения в пределах залежи не отмечается.

Пласт БС₈ – второстепенный объект разработки. Сумма площадей нефтеносности всех залежей составляет 9 % площади нефтеносности Мамонтовского месторождения, а геологические запасы нефти – 3 % всех запасов месторождения.

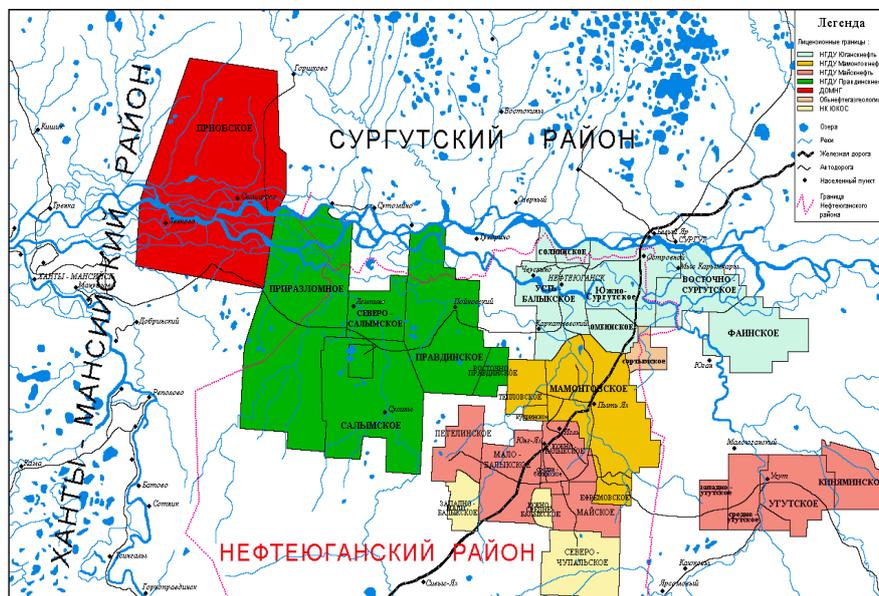


Рис. 1 Обзорная карта месторождений ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Для вовлечения запасов нефти небольшой водоплавающей основной залежи пласта БС₈ в 1981 году СибНИИНП был составлен специальный документ. Предусматривалось разбурить пласт БС₈ самостоятельной сеткой скважин 500-500 (25 га/скв.) по обращенной площадной 9-точечной системе. Плотность сетки скважин в зоне разбуривания – 25-104 м²/скв. Скважины по технологической схеме размещаются в пределах изопахиты 3 м.

Ввиду массивного строения, залежь имеет неблагоприятную характеристику обводнения и невысокий конечный коэффициент нефтеизвлечения. Безводная нефтеотдача 3 %, накопленный ВНФ 1,41.

В 1999 году отобрано 271 тыс. т нефти, или 50 % максимального уровня. Максимум добычи жидкости отмечен в 1991 году (1,8 млн. т), в 1999 году добыто 73 % максимально достигнутого отбора жидкости. Вода в добываемой продукции присутствует с самого начала эксплуатации пласта (по причине того, что все залежи являются водоплавающими). На шестой год эксплуатации обводненность продукции превысила 60 %, текущая средняя обводненность составляет 89 %, а текущая нефтеотдача составила 0,194 при утвержденной 0,262.

В эксплуатации в качестве добывающих перебивало 184 скважины, в нагнетании – 36 скважин. По состоянию на 01.01.2005 в добывающем фонде числится 81 действующая скважина, в бездействии – 25 скважины (24 %). На 01.01.05 в целом по пласту отобрано 9,2 млн. т нефти.

Основная часть неработающего фонда (70 %) находится в бездействии длительное время, главная причина простоя – аварийное состояние глубинно-насосного оборудования, необходимость сложного капитального ремонта силами КРС. Практически весь добывающий фонд механизирован (ЭЦН). В нагнетательном фонде – 23 действующих и 14 бездействующих скважин.

Среди других объектов разработки Мамонтовского месторождения пласт БС₈ выделяется благодаря следующим особенностям:

значительно меньшие темпы падения отборов нефти и жидкости относительно максимально достигнутых уровней;

длительный период стабильной обводненности (в течение 10 лет, с 1990 по 1999 гг. средняя обводненность находилась в пределах 73-79 %);

относительная стабильность действующего фонда скважин (на конец 1999 г. в эксплуатации находилось 70 % скважин от максимального количества действующих скважин, работавших на пласт; по месторождению эта величина составляет 61 %);

стабильный темп отбора текущих извлекаемых запасов (5,1-6,2 %) в течение 12 лет (1988-1999 г.).

Начальное пластовое давление составляло 23 МПа (соответствует гидростатическому). В результате ввода нагнетательных скважин годовой объем закачки с 1983 по 1993 год стабильно превышал отбор жидкости в пластовых условиях в 1,2-2,8 раза, что привело к восстановлению в 1985 г., а с 1986 г. и к превышению текущего пластового давления над начальным. В течение всего последующего срока разработки пластовое давление превышало начальное на 0,4-1,4 МПа.

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Снижение приемистости нагнетательных скважин, начавшееся в 1995 г., наряду с сокращением на треть (с 20 до 14, а затем и до 12 скважин) действующего нагнетательного фонда, привело к снижению текущего пластового давления от 24,4 МПа в 1994 г. до 2,4 МПа в 1999 г.

В целом по пласту БС₈ из расчета по характеристикам вытеснения ожидаемый при сложившихся условиях разработки коэффициент нефтеотдачи составляет 0,240.

Изменение условий добычи нефти приводят к необходимости разработки остаточных трудноизвлекаемых запасов низкопроницаемых пластов. Разработка этих остаточных, а также новых малодебитных и низкоэффективных месторождений, сопровождается резким увеличением объемов добычи попутной воды, ростом затрат всех видов энергии [1].

Прогрессирующий рост трудноизвлекаемых запасов и увеличение доли запасов, не извлеченных после заводнения, предопределяет все возрастающую роль технологий увеличения нефтеотдачи.

Для повышения темпов отбора остаточных запасов нефти на залежи БС₈ рекомендуется:

увеличить фонд действующих скважин путем ввода части скважин из бездействия, перевода скважин (выполнивших свое назначение) с нижезалегающих объектов;

провести обработку призабойной зоны пласта нефтяных скважин;

провести работы по увеличению нефтеотдачи потокоотклоняющими технологиями (что в условиях водоплавающей залежи позволит повысить охват дренированием нефтенасыщенных прослоев и ограничить приток подошвенной воды к добывающим скважинам).

Литература

1. Анализ разработки Мамонтовского месторождения // Годовой отчет ОАО «Юганскнефтегаз», 2005. – 198 с.
2. Общая пояснительная записка общепромышленного Мамонтовского месторождения.–Тюмень: СибНИИНП, 1986.–218 с.

СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ИСТОРИИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ КАЙМЫСОВСКОГО СВОДА И НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

П.Е. Романов

Научный руководитель научный сотрудник Калинин А.Ю.
Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Россия

В юго-восточных районах Западной Сибири большая часть месторождений нефти и газа сконцентрирована в верхнеюрских антиклинальных ловушках. При проведении поисковых работ на нефть и газ одной из основных задач, стоящих перед сейсморазведкой, является выделение перспективных структур. Для определения перспектив нефтегазоносности необходимо иметь полное представление о геологическом строении любого объекта (области, района, месторождения). Базой для изучения исследуемой территории является построение структурных карт по реперным геологическим уровням, а для определения условий формирования перспективных объектов необходимо восстановить историю тектонического развития.

В административном плане район исследований расположен на юго-западе Томской области в Каргасокском районе.

Объект исследования – верхнеюрские отложения зоны сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины.

Цель исследования – построить геологическую модель строения зоны сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины.

Задача исследования – на базе комплексной интерпретации данных сейсморазведки и скважин глубокого бурения описать структурную характеристику и выполнить анализ истории тектонического развития зоны сочленения Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины.

В пределах исследуемой территории сейсморазведочные работы МОГТ проводились с 1958 по 2011 год. В основу исследований был положен анализ 531 сейсмических временных разрезов МОГТ протяженностью 10798 км и данных глубокого бурения по 162 скважинам. Для восстановления условий формирования месторождения использованы основные принципы сеймостратиграфического, палеоструктурного и палеотектонического анализов.

Характеристика отражающих горизонтов. В процессе работы был создан сейсмогеологический проект в интерпретационном пакете W-Seis, откоррелированы отражающие горизонты, контролирующие основные осадочные сейсмогеологические комплексы. Под сейсмогеологическими комплексами понимаются интервалы временных разрезов, отображающие толщи, характеризующиеся различными условиями осадконакопления. Кровлей и подошвой сейсмогеологических комплексов служат границы смены условий седиментации – поверхности региональных несогласий, перерывов, либо региональные поверхности выравнивания, к которым приурочены наиболее устойчивые отражающие горизонты – сейсмические реперы [2].

В процессе работы было осуществлено построение структурных карт по отражающим горизонтам: Φ_2 – подошва мезозойско-кайнозойского осадочного чехла (приурочен к границе между доюрским основанием и мезозойско-кайнозойскими платформенными отложениями), Π^a – кровля юрского комплекса (подошва баженовской свиты), Π^b – приурочен к кошайской пачке алымского горизонта, (нижний мел, апт), Π^c – формируется на пачке аргиллитов кузнецовской свиты (верхний мел, турон).

Отражающий горизонт Φ_2 (подошва мезозойско-кайнозойского осадочного чехла) приурочен к границе между доюрским основанием и мезозойско-кайнозойскими платформенными отложениями. Изменчивость литологического состава и акустических свойств горных пород, слагающих доюрское основание и перекрывающих